

## VERBATIM

### **Consultation publique 2023-06 relative au prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)**

24 contributions ont été adressées à la CRE (voir liste en annexe) :

- 1 proviennent de Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux ;
- 2 proviennent de Associations professionnelles ;
- 5 proviennent de Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché ;
- 6 proviennent de Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures ;
- 10 proviennent de Autres acteurs.

## SOMMAIRE

INTRODUCTION .....	4
Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux.....	4
Associations professionnelles.....	4
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	5
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	6
Autres acteurs.....	6
CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE.....	13
Question 1 : Partagez-vous les conclusions du bilan du cadre de régulation fait par la CRE ?.....	13
Question 2 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ? Partagez-vous la position de la CRE de reconduire la clause de rendez-vous en ATS3 ? .....	17
Question 3 : Avez-vous des remarques sur la méthode de détermination du revenu autorisé ?.....	19
Question 4 : Êtes-vous favorable à un changement de méthode pour la fixation du coût moyen pondéré du capital, afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ? Si oui, êtes-vous favorable à la mise en place d'un double taux, ou l'utilisation d'un taux unique pondéré ?.....	22
Question 5 : Si un taux unique devait être retenu, sur la base de quelle pondération ce taux unique devrait-il être selon vous établi ? .....	27
Question 6 : Etes-vous favorable à l'évolution de la régulation incitative relative aux coûts échoués des opérateurs de stockage envisagée par la CRE ? .....	30
Question 7 : Etes-vous favorable à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés ?.....	32
Question 8 : Etes-vous favorable à la solution envisagée par la CRE concernant le traitement des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène ?.....	34
Question 9 : Êtes-vous favorable aux grands principes de fonctionnement et d'actualisation du CRCP envisagés par la CRE ?.....	37
Question 10 : Etes-vous favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation ?.....	40
Question 11 : Etes-vous favorable à la position de la CRE concernant le calendrier de fixation du cadre de régulation et de la trajectoire de charges relatives à la mise en œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie ?.....	42
Question 12 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des charges d'Avantage en Nature Energie de Storengy ? .....	45
Question 13 : Partagez-vous la position de la CRE sur la couverture des provisions pour démantèlement ? .....	47
Question 14 : Partagez-vous la position la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation ?.....	49
Question 15 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à étudier une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergie ? .....	51
Question 16 : Partagez-vous la position de la CRE sur les incitations à la maîtrise des coûts pour les investissements d'infrastructures d'un budget supérieur à 20 M€ ?.....	54
Question 17 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'infrastructure en dehors des grands projets ? .....	56

Question 18 : Etes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructure » ? .....	58
Question 19 : Etes-vous favorable à l'harmonisation du cadre de régulation d'actifs SI de Teréga avec le cadre appliqué aux autres opérateurs ?.....	60
Question 20 : Partagez-vous le bilan positif fait par la CRE sur la régulation incitative des ventes de capacité de stockage ? .....	61
Question 21 : Êtes-vous favorable aux évolutions de la formule de calcul du bonus de commercialisation envisagées par la CRE ? .....	64
Question 22 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur une éventuelle régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des opérateurs de stockage ?.....	66
Question 23 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE pour le tarif ATS3 ? .....	69
Question 24 : Considérez-vous que mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour la prendre en compte directement dans le taux de rémunération apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ? Avez-vous des remarques pour sa mise en œuvre (méthode, progressivité, etc.) ?	71
Question 25 : Considérez-vous que le changement de méthode d'amortissement apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ?.....	75
Question 26 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'utilité de la réduction de la durée d'amortissement pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement ? .....	78
Question 27 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'incitation financière au maintien en service des actifs amortis ? .....	81
Question 28 : Considérez-vous souhaitable de mettre en œuvre dès maintenant ces évolutions ? .....	84
Question 29 : Avez-vous d'autres suggestions concernant la répartition dans le temps des charges de capital, dans l'objectif de répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement de gaz ?.....	87
<b>NIVEAU TARIFAIRE</b> .....	<b>89</b>
Question 30 : Partagez-vous les orientations de la CRE concernant les thématiques de R et D à inclure dans les trajectoires de charges des opérateurs de stockage ? .....	89
Question 31 : Avez-vous des remarques concernant le niveau de charges à couvrir demandé par les opérateurs ? .....	92
Question 32 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATS3 pour Storengy, Teréga et Géométhane ? .....	94
<b>AUTRES</b> .....	<b>98</b>
Question 33 : Avez-vous d'autres remarques ? .....	98
<b>CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE</b> .....	<b>100</b>
Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux [1] .....	100
Associations professionnelles [2] .....	100
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [5].....	100
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [6] .....	100
Autres acteurs [10] .....	100

**INTRODUCTION****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Le CLEEE remercie la CRE pour la grande qualité des réunions de concertation menées en amont de la consultation publique relative à la fixation des futurs tarifs d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel.

Ces travaux de concertation ont permis de mettre en évidence des trajectoires de coûts en hausse à porter par des consommateurs dont le nombre ira décroissant. Le CLEEE est plus particulièrement préoccupé par le sort des consommateurs industriels et tertiaires qui ne pourront pas à court terme se passer de gaz pour leur process ou leurs bâtiments et qui subiront ces hausses de plein fouet (hausses qui viendront s'additionner à d'autres hausses qu'elles soient de taxes (TICGN), de transition énergétique vers le biogaz (CPB), de C2E, ou d'autres parts de l'acheminement). Ce contexte contribue à ce que la part du gaz hors molécule devienne pour nombre de consommateurs supérieure au prix de la commodité elle-même. Le CLEEE identifie ces hausses concomitantes comme un risque majeur pour le maintien de la compétitivité de ses adhérents et une possible relocalisation d'activités industrielles en France.

**Associations professionnelles****France Gaz**

France Gaz remercie la CRE pour l'ensemble de la démarche de concertation mise en place au cours de l'année 2023 qui a permis d'associer très largement l'ensemble des acteurs concernés et de partager au fil de l'eau les principaux enjeux associés à la prochaine génération des tarifs d'infrastructures gazières.

En synthèse de sa réponse, France Gaz souhaite porter les points suivants à l'attention de la CRE :

- Les tarifs d'infrastructures ont vocation à apporter une rémunération juste aux opérateurs pour leurs investissements et à couvrir leurs charges d'exploitation. Dans le contexte macroéconomique actuel, il apparaît nécessaire d'adapter la méthodologie de calcul du CMPC pour refléter correctement l'évolution des conditions de financement et rémunérer correctement le capital investi. Par ailleurs, les mécanismes d'apurement des charges inscrites au CRCP doivent être adaptés pour compenser les opérateurs des surcoûts supportés dans le contexte de crise de 2022.
- L'enjeu de ciseau tarifaire identifié par la CRE constitue un enjeu économique important qu'il convient d'anticiper. Les évolutions réglementaires mises en place doivent cependant être suffisamment progressives pour limiter les effets de seuil. À cet égard, France Gaz considère que les pistes identifiées par la CRE ne peuvent être mis en oeuvre dès la prochaine période tarifaire. La proposition de désindexation de la BAR pourrait être étudiée pour une application au seul périmètre des nouveaux actifs entrant dans la BAR. De même que pourrait être étudiée la baisse de la durée d'amortissement dans les cas où elle est pertinente sur certains actifs ciblés.
- L'attractivité du marché français par rapport aux autres marchés européens doit être préservée, s'agissant en particulier du GNL qui représente maintenant une part structurellement importante des approvisionnements. Il convient pour cela d'activer les leviers de structure tarifaire permettant de modérer les hausses des termes tarifaires aux points d'entrée.
- Les évolutions du cadre de régulation doivent accompagner le développement de l'ensemble des filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone, et les évolutions du terme d'injection ne doivent pas conduire à freiner leur dynamique
- Les activités de R et D des opérateurs d'infrastructures représentent un enjeu majeur pour correctement anticiper l'évolution du mix gazier et son impact sur les infrastructures, et les budgets associés doivent être préservés.

**UPRIGAZ**

A titre liminaire, l'UPRIGAZ souligne que la réforme de 2018 sur l'accès aux stockages a donné pleinement satisfaction et que la crise russo-ukrainienne a pleinement démontré l'importance des stockages pour assurer la sécurité d'approvisionnement de l'Europe et de la France en particulier.

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

L'UPRIGAZ souligne que dans cette crise, les expéditeurs ont pleinement participé au remplissage des stockages, allant même au-delà des objectifs communautaires, et quels que soient les prix du gaz acquittés pour remplir lesdits stockages.

## **Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

### **SEFE M et T**

Dear CRE colleagues,

SEFE Marketing et Trading Limited ("SM et T") is a wholly owned subsidiary of SEFE Securing Energy for Europe GmbH ("SEFE"), responsible for the optimisation of SEFE's energy commodity assets through SM et T's marketing and trading network. SM et T is active as a trader and marketer of gas in France, Germany, UK and Europe. SM et T appreciates the opportunity to provide input in response to this consultation on the next tariff period ATS3.

#### General Comment

SM et T supports the effort made by CRE and the French SSOs to explain used to build the next tariff period, but is concerned about the changes to regulatory framework, such as:

- Moving from SSOs' real remuneration to nominal remuneration.
- Moving from linear depreciation of assets to regressive depreciation.
- Reduction in the depreciation period of SSOs' assets.

These changes will lead to an increase in the CCN part (normative capital charges) on the SSOs' remuneration and therefore to a sharp increase in French capacity tariffs in the short term.

### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

A titre préliminaire, TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF) note que la réforme de 2018 sur l'accès aux stockages a donné pleinement satisfaction et que la crise russo-ukrainienne a démontré l'importance des stockages, au même titre que les terminaux d'importation de GNL, pour assurer la sécurité d'approvisionnement de l'Europe et de la France en particulier. La coordination des stockages avec les terminaux d'importation de GNL est primordiale en cas de tension sur les infrastructures gazières en France.

Il convient également de noter que les expéditeurs ont pleinement participé au remplissage des stockages, allant même au-delà des objectifs communautaires, et ce quels que soient les prix du gaz.

TEEGF note que l'année 2022 a été extraordinaire et a eu des conséquences à court terme sur le marché du gaz en France.

Il convient néanmoins de faire le tri entre les effets de long terme qui peuvent conduire à faire évoluer les principes de régulation et les effets conjoncturels comme de prix de l'énergie qui a déjà retrouvé des niveaux usuels.

Par ailleurs, il convient de noter que des hausses substantielles des tarifs auront des effets négatifs pour les clients finaux français et sur la compétitivité de l'industrie en France. En conséquence, TEEGF appelle à la vigilance particulière de la CRE sur les demandes à la hausse de couverture des charges de l'ensemble des opérateurs du système gazier et à la poursuite de l'objectif de soutenabilité des factures des consommateurs finaux.

### **TotalEnergies Gas & Power**

A titre préliminaire, TotalEnergies Gas & Power (TEGP) note que la réforme de 2018 sur l'accès aux stockages a donné pleinement satisfaction et que la crise russo-ukrainienne a démontré l'importance des stockages, au même titre que les terminaux d'importation de GNL, pour assurer la sécurité d'approvisionnement de l'Europe et de la France en particulier. La coordination des stockages avec les terminaux d'importation de GNL est primordiale en cas de tension sur les infrastructures gazières en France.

Il convient également de noter que les expéditeurs ont pleinement participé au remplissage des stockages, allant même au-delà des objectifs communautaires, et ce quels que soient les prix du gaz.

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

TEGP note que l'année 2022 a été extraordinaire et a eu des conséquences à court terme sur le marché du gaz en France.

Il convient néanmoins de faire le tri entre les effets de long terme qui peuvent conduire à faire évoluer les principes de régulation et les effets conjoncturels comme de prix de l'énergie qui a déjà retrouvé des niveaux usuels.

Par ailleurs, il convient de noter que des hausses substantielles des tarifs auront des effets négatifs pour les clients finaux français et sur la compétitivité de l'industrie en France.

## **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

### **Teréga**

Madame, Monsieur,

Merci de trouver en PJ, l'avis suite aux consultations ATRT8 et ATS3

Ce courrier a également été adressé à Madame Wargon, Présidente de la CRE, en LRAR.

Bien à vous,

Hélène Séguis

Secrétaire du CSE Teréga SA

## **Autres acteurs**

### **CSE et OS Teréga**

Mme Emmanuelle Wargon,

Le conflit russo-ukrainien a démontré le caractère stratégique incontournable des infrastructures de stockage et de transport de gaz naturel, en matière de sécurité énergétique de la France et plus généralement de l'Europe occidentale. Face à cette menace inattendue mettant en péril l'approvisionnement en énergie de l'Europe, les gestionnaires d'infrastructures ont su répondre à toutes les demandes, s'adapter sur les plans techniques et commerciaux, grâce à la souplesse de leur outil industriel, et par le savoir-faire de leurs personnels.

Pour cette raison, l'enjeu de la détermination des prochains tarifs ne doit pas se limiter à une prévision de baisse de consommation de gaz naturel qui deviendrait l'alpha et l'oméga de la gestion des infrastructures. Ainsi les préconisations issues des CP ATRT8 et ATS3 ne prennent pas suffisamment en compte les enseignements de l'actualité tragique, le risque géopolitique et les inévitables nouvelles crises des décennies à venir. Il est donc indispensable de donner aux gestionnaires d'infrastructures les moyens financiers et humains de maintenir les capacités d'un réseau de transport sécurisé et diversifié ainsi que des stockages dotés de réserves suffisantes afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du territoire.

Le contexte actuel est aussi marqué par l'émergence des énergies vertes qui ne se substitueront au gaz naturel d'origine fossile que très progressivement et moyennant des investissements conséquents. A ce titre, la gestion du biométhane au travers des postes d'injection, toujours plus nombreux, et des postes de rebours qui émergent avec les prochains tarifs, doit être considérée comme cruciale. Ce n'est pas un centre de coûts quelconque à réduire.

Enfin, les ruptures technologiques (SI) et l'émergence de nouvelles filières gazières (CO2 et H2) vont influencer sur le périmètre des prochains tarifs. Il est impératif que Teréga, acteur important du tissu industriel local mais tantôt en concurrence tantôt en collaboration avec ses homologues européens, puisse prendre sa pleine part - notamment au niveau des études de R&I dans la préparation du futur de l'industrie gazière.

### Partie 1 : commentaires sur les rapports d'audit

Frais de personnel : les OS et le CSE de Teréga constatent avec étonnement des retraitements en masse de la part de l'auditeur ORCOM H3P qui conduisent à des trajectoires ATRT8 et ATS3 qui démarrent en 2024 en dessous du dernier réalisé connu (2022) actualisé de l'inflation. Les OS et le CSE de Teréga ne comprennent pas comment un tel effort peut légitimement être demandé par la CRE ou son consultant. Quelle crédibilité apporter à ces préconisations délétères ? Le modèle social de l'entreprise est ainsi directement attaqué sur plusieurs fronts, créant un problème d'acceptabilité et un risque social forts. Les OS s'interrogent sur la volonté réelle de la CRE de

remettre en cause les socles sociaux des entreprises du secteur gazier dont Teréga n'est qu'un représentant minoritaire.

- Les ETP supplémentaires demandés sont retraités massivement, vraisemblablement par manque de compréhension lors de l'audit (2 validations sur 11 page 87 du rapport transport) alors qu'ils sont nécessaires à la bonne marche de l'entreprise dans les 4 ans à venir et correspondent aux évolutions proches constatées de nos activités.
- Les augmentations de salaire (AG pour Augmentations Générales et AI pour Augmentations Individuelles) recommandées par l'auditeur ne couvrent pas l'inflation prévisionnelle, ce qui indique que la CRE recommande explicitement de rogner sur le pouvoir d'achat des salariés de Teréga. "Pour les augmentations générales nous retenons 50 % de l'inflation N" (page 87 rapport transport). Dans quel but ? Le risque social afférent majeur a-t-il été mesuré ?
- L'intéressement et la participation, au mépris total du cadre légal et des accords d'entreprise en vigueur, font également l'objet de réductions des demandes. Les lois et les accords d'entreprise déjà signés par les OS de Teréga ne peuvent pas être dégradés de la sorte. La logique de l'auditeur de plafonnement des montants en pourcentage de la masse salariale est à ce titre hautement contestable (page 90 rapport transport).

Le risque de casse sociale associé à de telles recommandations doit être pris en considération par la CRE. Les OS et le CSE de Teréga rappellent que lors des récents mouvements de grève liés aux salaires et au pouvoir d'achat des salariés du monde de l'énergie, il n'y a pas eu de dégradation du service au périmètre de Teréga. Avec de telles coupes franches, cette fiabilité historique n'est en rien assurée.

Coûts d'exploitation et de maintenance : les OS et le CSE de Teréga constatent avec effarement, en particulier concernant le transport, que les frais d'exploitation et de maintenance du réseau font également l'objet de retraitements importants qui conduisent à une trajectoire ATRT8 qui démarre en 2024 en dessous du dernier réalisé connu (2022) actualisé de l'inflation. Comment la CRE peut-elle justifier un tel coup de rabet sur des dépenses vitales, nécessaires au bon fonctionnement et au maintien des infrastructures de Teréga ? Ces infrastructures contribuent au bon fonctionnement de la TRF et aux obligations de service public du GRT de gaz naturel. Ci-dessous quelques exemples marquants de postes de dépenses ajustés par l'auditeur ORCOM H3P :

- la maintenance préventive transport attaquée sous l'angle statistique, avec utilisation de moyennes jugées pertinentes par ORCOM H3P sur des bases techniques plus que légères (page 38 du rapport transport) ;
- le gros entretien préventif d'une machine de compression à Lussagnet dont les intervalles de maintenance ont déjà été allongés (page 31 du rapport stockage) ;
- les engagements pris au stockage envers les régies utilisatrices de la nappe phréatique liée au site de Lussagnet (page 53 du rapport stockage).

Les OS ainsi que le CSE de Teréga contestent vigoureusement cette destruction organisée de l'outil industriel, dont les hypothétiques bénéfiques à court terme pour le tarif sont en réalité mortifères sur le long terme pour le système gazier dans son ensemble. Cette approche comptable ne paraît pas cohérente avec les conclusions du rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières qui indiquent que la plupart des infrastructures existantes seront encore nécessaires en 2050. Leur maintien en conditions opérationnelles ne peut pas faire l'objet d'une chasse aux coûts déraisonnable.

Pour en prendre la pleine mesure, un parallèle peut être fait avec l'indisponibilité d'une partie du parc nucléaire français à l'hiver dernier justement lié à une politique de l'économie à tout va dans la maintenance des outils industriels. Les décisions d'aujourd'hui sur nos infrastructures ne doivent pas conduire à une situation analogue dans quelques années.

Partie 2 : réponses des OS et du CSE de Teréga aux questions des Consultations Publiques ATRT8 et ATS3

- Questions 4/5 TR et ST (CMPC) 29 TR et 24 ST (indexation de la BAR) 30/31 TR et 25/26 ST (méthode d'amortissement des actifs) : ces mesures ont des conséquences majeures sur les niveaux de revenus autorisés perçus par Teréga sur les prochains tarifs et au-delà. Il s'agit d'une rupture brutale du cadre de



régulation, un cocktail de mesures d'urgence qui ne se justifient pas dans le contexte actuel. Il convient de préparer le futur sereinement en limitant les incertitudes autant que possible. Les OS et le CSE de Teréga demandent à ce que la réalité économique d'un acteur indépendant de toute EVI comme Teréga soit prise en compte. La stabilité des conditions réglementaires et financières doit prévaloir afin de pouvoir tenir -et le cas échéant ajuster- les engagements de long terme relatifs à l'endettement notamment. La pérennité et la viabilité de Teréga dépendent directement des impacts de ces différentes mesures, qu'il est difficile de mesurer à ce stade. Les OS et le CSE demandent solennellement à la CRE la plus grande prudence vis-à-vis de l'application concomitante de ces évolutions.

- Questions 35 TR et 23/30 ST R&I : le CSE et les OS de Teréga constatent que les dépenses R&I font l'objet de suppressions massives (-50% en moyenne sur l'ATRT8 et -60% sur l'ATS3). Des thématiques aussi prégnantes que la cybersécurité, la santé et la sécurité au travail, font partie des sujets centraux que la CRE ne reconnaît pas. En plus de ces thématiques régaliennes pour les représentants du personnel, les études de projet d'infrastructures futurs sont également intégralement supprimées. Cela revient à priver Teréga des moyens légitimes nécessaires à la préparation de son avenir et à entraver sa capacité à participer à des travaux où tous ses homologues sont par ailleurs présents.
- Questions 36/37 TR et 32 ST niveaux de charges :
  - d'une part, les niveaux d'OPEX préconisés par la CRE dits "borne basse" ne sont absolument pas soutenables. Une telle diminution des dépenses mettrait inmanquablement à mal la réalisation des activités fondamentales de Teréga, comme détaillé dans la partie 1 de ce courrier. Les risques de casse sociale et industrielle associés à ces préconisations sont évidents et questionnent la pertinence d'une telle trajectoire.
  - d'autre part, étant donné la multiplicité des mesures envisagées (désindexation de la BAR sur l'inflation, accélération des amortissements, CMPC intégrant l'inflation) ayant un impact sur les charges de capital, les chiffres présentés par la CRE mixant différentes options, les OS et le CSE de Teréga ne sont pas en mesure d'apprécier la pertinence des trajectoires proposées. Les OS demandent solennellement à la CRE la plus grande prudence vis-à-vis de l'application concomitante de ces évolutions ainsi qu'une plus grande transparence sur l'impact de chaque évolution étudiée. Le niveau global de revenu autorisé paraît dangereusement bas alors même que :
    - les sollicitations et les périmètres d'action des opérateurs d'infrastructures gazières n'ont fait que croître ces dernières années, à l'aune des crises successives ;
    - le besoin des infrastructures existantes est confirmé par la CRE jusqu'à l'horizon 2050 ; les benchmarks européens donnés par l'auditeur ORCOM H3P montrent de façon univoque que Teréga est déjà un opérateur modèle en termes d'efficacité (cf page 117 du rapport transport et page 114 du rapport stockage) ;
    - au stockage, la bonne valorisation des produits de Teréga et de son outil industriel de Lussagnet permet de soulager fortement les factures du consommateur final.

Peut-on raisonnablement faire plus avec nettement moins ? La CRE ne doit pas céder à la tentation du rabotage systématique des charges de Teréga en vue de compenser le choc d'une hausse tarifaire causée par un ensemble de mesures inutilement disruptives.

Pour conclure, la pérennité économique et sociale de Teréga, son ancrage territorial dans le grand sud-ouest, sont les préoccupations majeures du CSE et des OS de l'entreprise. Ces dimensions sont hélas mises à mal par les orientations prises par la CRE.

Notre capacité à opérer les infrastructures gazières sans compromettre la sécurité des biens et des personnes et la sécurité d'approvisionnement dépend de la délibération de la CRE.

Tout manquement ou toute défaillance sur notre réseau qui seraient dûs à l'incapacité de Teréga à effectuer les investissements nécessaires en termes de développement ou de maintenance seraient donc de l'entière responsabilité de la CRE, dans un moment où la disponibilité et la sécurité de nos infrastructures est cruciale au vu du contexte géopolitique actuel.

Les OS et le CSE de Teréga souhaitent attirer l'attention de la CRE sur la non soutenabilité à court terme des trajectoires tarifaires présentées dans les CP ATRT8 et ATS3. Une meilleure stabilité du cadre de régulation doit être visée. Des ajustements sont nécessaires pour répondre aux enjeux du moment et permettre de préparer sereinement l'avenir. Adresser autant de modifications profondes sur un pas de temps si court, alors que



Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

l'urgence n'est pas de mise, pose question et présente un risque fort de casse sociale et industrielle. Les opérateurs d'infrastructure n'ont pas à faire les frais d'un cocktail mal dosé d'évolutions qui créerait un choc tarifaire à la hausse.

Il apparaît donc urgent de sortir des concepts théoriques et de prendre en compte les principes de réalité qui s'imposent. Les OS et le CSE de Teréga tirent la sonnette d'alarme pour que

- Une position soutenable soit trouvée en vue des prochains tarifs ATRT8/ATS3
- Les discussions se poursuivent sur le long terme, en toute transparence, entre les opérateurs d'infrastructures et la CRE, pour construire un cadre tarifaire durable et résilient.

Hélène Séguis

Secrétaire du CSE Teréga

### **Un particulier**

Note préalable : mon propos se veut le plus objectif possible dans la mesure où il s'agit de concilier les intérêts de toutes les parties prenantes (opérateurs, actionnaires, consommateurs) tout en maximisant le surplus global.

### **Université de Pau et des pays de l'Adour**

Madame la Présidente,

L'Université de Pau et des Pays de l'Adour (UPPA) souhaite apporter une contribution à la consultation publique soumise par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) au sujet des évolutions envisagées dans les futurs tarifs des infrastructures de transport (ATRT8) et de stockage (ATS3) de gaz applicables pour la période 2024-2027.

L'UPPA fait partie des dix-sept universités d'excellence au niveau national avec la pérennisation en mars 2022 du label I-SITE (Initiative – Sciences, Innovation, Territoires, Économie) pour son projet « Solutions pour l'Energie et l'Environnement ». Cette reconnaissance a été obtenue en mettant en valeur plus particulièrement la convergence public-privé au travers des partenariats intenses que l'université a su mettre en place au fil du temps avec les acteurs du monde socio-économique liés aux territoires des pays de l'Adour et bien au-delà. L'UPPA s'inscrit pleinement dans la thématique de la transition énergétique et environnementale en synergie avec ses partenaires industriels, académiques et de concert avec les collectivités territoriales. La pérennisation du label par un jury international assoit la position de l'université comme un leader à l'échelle internationale sur les thématiques « énergie et environnement ». Ces forces complémentaires de R&D privées associées à celles du consortium académique, ont, sur ces thématiques communes, un effet levier déterminant en recherche et innovation au niveau international.

TERÉGA a été parmi les premières entreprises à s'engager à être un accélérateur de la transition énergétique aux plans territorial, régional et national. L'entreprise s'engage de plus en plus dans l'accompagnement de nouvelles solutions pour s'inscrire dans le monde bas carbone de demain, en particulier avec le développement du biométhane et des gaz renouvelables comme l'hydrogène notamment, mais également à travers son implication dans la valorisation du CO2 ou de son stockage.

Déjà, en mars 2016, TERÉGA et l'UPPA s'étaient associés au travers de la signature d'un accord-cadre de coopération dans le but de renforcer leur collaboration en matière de recherche et d'innovation sur des thématiques en lien avec la caractérisation bio-physico-chimique des stockages, notamment en vue d'y accepter des nouveaux gaz tels que le biométhane. En 2023, cet accord-cadre est renouvelé à l'aune d'une collaboration qui s'est fortement enrichie. En effet, le partenariat avec TERÉGA se traduit par un investissement de la société pour des projets de recherche et d'innovation de plus d'1,2 million d'euros (hors masse salariale des chercheurs permanents) sur les 4 dernières années. TERÉGA fait partie des 5 entreprises avec lesquelles l'UPPA a le plus collaboré sur cette période avec près de 20 contrats de collaboration signés.

On relève des actions fortes comme la création en 2021 du laboratoire commun SENG (Stockage des Energies Gaz en Aquifère). Inscrit dans la durée, ce laboratoire commun est un lieu d'échanges privilégiés sur le stockage géologique des gaz décarbonés à travers la mutualisation du savoir-faire scientifique de l'UPPA et de l'expertise de TERÉGA. Il regroupe des chercheurs de différents laboratoires de l'UPPA issus de disciplines diverses comme

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

les procédés, la chimie analytique, la physique des fluides, la géologie ou encore la microbiologie permettant l'accès à des compétences complémentaires. L'objectif est de fournir des clés de compréhension et développer à terme des solutions pour une gestion optimale des gaz décarbonés et de leur stockage. Ce laboratoire commun permet la mise en oeuvre de recherches à portée internationale et également le transfert des innovations sur le marché. La participation active de TERE GA à la chaire de recherche MOVE (MObility evolution towards sustainable deVelopmEnt) dédiée aux aspects juridiques des mobilités durables est également un fait marquant.

L'ensemble des projets entre TERÉGA et l'UPPA s'inscrit dans long terme et implique différents acteurs au sein de plusieurs laboratoires : le laboratoire des fluides complexes et leurs réservoirs (LFCR, UMR 5150 Mixte CNRS – TOTAL ENERGIES – UPPA), l'institut des sciences analytiques et de physicochimie pour l'environnement et les matériaux (IPREM, UMR CNRS – UPPA 5254), le laboratoire de thermique, énergétique et procédés (LaTEP, UR 1932), le laboratoire Transition énergétique et environnementale (TREE, UMR CNRS – UPPA 6031). L'ensemble de ces actions s'inscrivent dans l'institut Carnot ISIFoR, dédié aux géo-ressources, piloté par l'UPPA depuis 2011. Par ailleurs TERÉGA est investi dans des actions de formation au sein, notamment, de notre école d'ingénieurs ENSGTI dédiée à l'énergie et aux procédés, et du Master Géoennergies. Il est également important de noter l'engagement de TERÉGA dans l'alliance européenne UNITA dont l'UPPA est membre fondateur, un consortium qui préfigure la création d'une université européenne et qui associe aujourd'hui dix établissements d'enseignement supérieur et de recherche au niveau européen. TERÉGA a soutenu par une présence constante cette initiative qui reflète la dimension internationale du site.

L'UPPA compte donc vivement sur l'implication de TERÉGA, un partenaire important pour atteindre les ambitions décrites dans son projet d'établissement, notamment autour de la convergence public-privé, et pour atteindre ses ambitions à échéance 2030 et continuer d'attirer sur le territoire des scientifiques et des étudiants de très haut niveau, profitant à l'ensemble des acteurs du territoire.

Nous souhaitons ainsi vous faire part de notre vive inquiétude dans le cas où les propositions formulées dans la consultation publique venaient à être confirmées dans la délibération. Nous indiquons en particulier que la baisse des revenus annuels autorisés de TERÉGA aurait mécaniquement des répercussions fortes sur l'investissement de TERÉGA en matière de recherche et d'innovation vers l'UPPA. Ces financements sont absolument nécessaires pour permettre à l'UPPA d'atteindre ses ambitions de rester une université d'excellence dans les domaines de l'Energie et de l'Environnement, et pour permettre également à TERÉGA d'être un accélérateur de la transition énergétique.

En conclusion, madame la Présidente, nous exprimons nos vives inquiétudes quant aux conséquences économiques et sociales de vos propositions portant sur la régulation des infrastructures et des stockages.

Je vous prie d'agréer, madame la Présidente, l'expression de ma considération distinguée.

Laurent Bordes

### **FO Storengy**

Bonjour

Veuillez trouver notre réponse à la consultation sur le Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Cordialement

### **SEMOP PORTLANOUELLE**

Madame, Monsieur,

Situé au Sud de Narbonne, Port-La Nouvelle est le troisième port français Méditerranéen, opérant chaque année un tonnage avoisinant les 2 millions de tonnes. Du fait de son positionnement géographique stratégique, ce port de commerce polyvalent intervient notamment dans la filière énergétique.

La Région Occitanie a confié l'aménagement, la gestion, l'exploitation et le développement du Port de commerce à une société d'économie mixte à opération unique dénommée SEMOP. Le port de Port-La Nouvelle est ainsi le premier port français sous gestion privative. Avec des investissements cumulés de plus de 800 millions d'euros,

10/100

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

le port bénéficie d'espaces fonciers aménageables d'environ 140 hectares supplémentaires ainsi que de postes de déchargement liquide à venir dont le premier est prévu en 2025. Les nombreuses opportunités de développement d'infrastructures portuaires liées aux nouvelles énergies bas-carbone seront disponibles à partir de 2026.

Dans une optique de développement massif de l'Hydrogène sur le territoire, la zone portuaire de Port-La Nouvelle se positionne pour devenir un important hub Hydrogène. En lien avec les besoins français et européens estimés via les études nationales, internationales ainsi que suivant le plan REPowerEU, le port ambitionne un trafic liquide de 6 millions de tonnes à l'horizon 2030 et de 15 millions de tonnes à l'horizon 2050. Cette croissance est portée en grande partie par les nouveaux produits verts liés à l'Hydrogène avec notamment son importation, sa production, son stockage et sa transformation.

Plus précisément, Port-La Nouvelle est idéalement placée pour l'importation d'Hydrogène bas carbone pour la France et l'Europe en provenance de sites de production mondiaux en développement (Oman, Maghreb, etc.). La production locale et la distribution au sein du port est déjà initiée via la production d'hydrogène bas-carbone avec l'usine Hyd'Occ, dont le projet d'électrolyse repose sur un partenariat entre Qair, producteur indépendant d'énergie renouvelable et l'Agence Régionale Energie Climat Occitanie. Les démarches prospectives permettent d'être optimistes quant aux futures capacités d'importation et de stockage disponibles sur le port, permettant d'envisager la sécurisation d'une partie des besoins en Hydrogène nécessaires à l'horizon 2030. La gestion du CO2 prend également une place cruciale dans la stratégie de développement du port nouvellois, tout particulièrement avec l'importation, l'exportation et la transformation permettant de répondre aux enjeux de décarbonation suivant la stratégie CCUS de la France.

Fort d'un dialogue étroit et performant entre nos deux entités, nous sollicitons TEREKA qui répond présent et intervient incontestablement en tant que tiers de confiance dans la réalisation de l'étude de raccordement aux réseaux H2 et CO2, via les projets HySoW et Pycasso (étape 3). L'expertise de TEREKA dans le domaine du développement, de la construction et de l'exploitation/maintenance d'infrastructures de stockages souterrains de gaz nous est indispensable pour un essor efficace de nos projets communs.

Le port de Port-La Nouvelle compte fortement sur l'amélioration de l'outil industriel de TEREKA. Nous souhaitons attirer votre attention sur la nécessité de maintenir la capacité de TEREKA à financer de futurs investissements nécessaires à la pérennisation de l'activité économique du territoire. Le déploiement de la filière bas carbone étant des plus complexes, nous souhaitons vivement lever tout obstacle supplémentaire à son développement. Sans ce soutien, nous soulevons de vives inquiétudes quant à l'avenir des infrastructures réseaux nécessaires à la réussite de notre transition énergétique.

Veillez recevoir, Madame, Monsieur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Le Directeur Général de la SEMOP

Yann WICKERS

### **Oxera Consulting LLP**

Madame, Monsieur,

Je vous prie de bien vouloir trouver ci-jointe notre contribution à la consultation n° 2023-06, rédigée au nom d'Oxera Consulting LLP pour le compte de Teréga (comme nous l'indiquons par ailleurs dans notre contribution).

Nous vous en souhaitons bonne réception et bonne lecture.

Bien cordialement,

Hugo Talbot, pour la société Oxera Consulting LLP

**FNME CGT**

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Nous tenons en premier lieu à rappeler la résilience dont a fait preuve le système gazier français dans son ensemble, permise par les agents du service public du gaz, dans un contexte de crise majeure. En effet, nos infrastructures gazières ont su s'adapter à une baisse brutale des importations de gaz russe par la hausse des importations de GNL, le remplissage intégral des stockages et la mise en place des objectifs européens REPower EU pour assurer la sécurité d'approvisionnement, accroître l'indépendance énergétique et limiter l'augmentation des prix. Les dernières années ont donc démontré la maturité du système gazier français, la pertinence de son dimensionnement et sa valeur assurantielle pour la France comme pour l'Europe.

S'agissant du cas particulier des stockages, nous sommes passé en quelques années d'une prévision de réduction de baisse du besoin de stockage à l'horizon 2026 pour répondre à la baisse voulue des consommations à un nécessaire remplissage des capacités commerciales, un projet de développement de nouvelles capacités et des enjeux de performance sur le parc existant. Les orientations générales affichées par la CRE dans le document de consultation, qui répondent principalement à l'objectif de maîtrise des coûts semblent en décalage avec la réalité de nos activités. A ce titre, nous souhaiterions rappeler que :

Contrairement aux autres infrastructures, les stockages de gaz ont connu une longue période d'incertitudes économiques et réglementaires (2012-2018) avant d'être enfin régulées. Ce contexte défavorable s'était traduit par la mise sous-concon de 3 sites, la baisse des investissements à un niveau alarmant et un fort recul des effectifs. L'essentiel des réductions de coûts a donc déjà été réalisé.

Les stockages sont régulés depuis seulement 2018 avec une première tarification qui n'a duré que 2 années. Les opérateurs de stockage n'ont donc pas le même niveau de maturité que les autres dans la régulation. Nous constatons malgré cela, que dans un contexte de rattrapage lié à l'entrée en régulation les revenus autorisés ont évolué moins vite que l'inflation, signe que des gains de productivité ont continué à être réalisés depuis 2018 et qu'il serait difficilement concevable de pousser plus loin cette logique.

Le stockage représente environ 2-3% de la facture de l'utilisateur moyen : le rôle crucial qu'il joue pour la sécurité d'approvisionnement doit donc amener à relativiser l'impératif de maîtrise des coûts. Par ailleurs, la hausse des prix du gaz sur la période récente est essentiellement imputable à la hausse du prix de la molécule dans un contexte de crise que la flexibilité du système gazier a permis de limiter. Il nous paraît donc dérisoire de vouloir contenir à tout prix les coûts unitaires des infrastructures à un moment où le prix de la molécule s'envole sans aucun service rendu additionnel.

Tout laisse penser que la transition énergétique aura un effet inflationniste. En effet, l'adaptation des modes de production, les investissements massifs et coûteux dans la production d'énergies bas carbone et les réseaux, ainsi que le « signal prix » qui renchérit les énergies fossiles au travers des taxes et des réglementations, conduiront à une hausse durable et globale du prix des énergies. L'impact de la hausse du coût unitaire des infrastructures doit donc être replacé dans un contexte global de hausse du prix de toutes les énergies.

La protection des utilisateurs du gaz doit selon nous s'apprécier au niveau de la facture globale, et non sous le prisme des seuls coûts unitaires. En effet, sur le long terme, la baisse souhaitée des consommations, notamment du fait de l'efficacité énergétique, devrait compenser au niveau de la facture le renchérissement mécanique des coûts unitaires des infrastructures.

La période ATS3 devra répondre aux enjeux posés par le nouveau contexte géopolitique et les évolutions des schémas de flux gazier, tout cela dans un environnement inflationniste. Il est donc nécessaire que la régulation prévoie les moyens permettant de :

- Renforcer la sécurité d'approvisionnement, qui passe par la fiabilité des stockages et leur performance afin de répondre aux besoins du système énergétique ;
- Assurer la sûreté/sécurité des biens et des personnes dans un contexte d'accroissement des menaces ;
- De répondre aux enjeux de la transition énergétique.

Les arbitrages proposés par l'auditeur et la CRE ne nous semblent pas tenir compte des enjeux sectoriel et métiers des opérateurs et nous inquiète quant à leur aptitude à mener à bien leur mission de service public et répondre à leurs obligations réglementaires.

Enfin, nous pensons les technologies H2 sont amenées à jouer un rôle dans la transition énergétique. Nous estimons que dès lors qu'il y a un intérêt général à travailler sur ces questions pour l'ensemble des parties prenantes, la limitation de la R&D au strict domaine du transport de méthane est trop réductrice, quand bien même la CRE accompagnerait l'essor de ces filières par ailleurs. Dans les faits, les opérateurs d'infrastructures sont d'importants contributeurs au développement de ces technologies : il paraît donc opportun que le financement de l'effort de R&D pour la partie « infrastructures » se fasse dans un cadre régulé qui permet d'assurer la transparence des coûts, en conformité avec l'esprit de service public.

Dans ce cadre la FNME-CGT prône pour une maîtrise publique de ces filières afin d'assurer un développement cohérent, soucieux de l'intérêt général et pour éviter que les mécanismes de soutien ne présentent pour certains acteurs un effet d'aubaine permettant d'assurer une rentabilité maximum de leurs investissements. De même, la FNME-CGT demande que les salariés de ces filières « gaz renouvelables », bénéficient d'un dispositif de garanties collectives de haut niveau, tel le statut de l'énergéticien qu'elle défend.

## **CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE**

### **Question 1 : Partagez-vous les conclusions du bilan du cadre de régulation fait par la CRE ?**

#### **Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

##### **CLEEE**

Oui

Le CLEEE partage l'avis de la CRE sur la maîtrise impérative des coûts des infrastructures énergétiques sur le long terme, eu égard à la baisse prévisible des consommations à venir et à l'inflation des nombreuses composantes de coût venant grever le prix du gaz en France. Le CLEEE partage également la poursuite de la régulation incitative sur la qualité de service attendue du gestionnaire de réseau. Le CLEEE demande en revanche une extrême vigilance dans la fixation des CMPC et des Taux de rémunération de la BAR afin qu'elles ne soient pas source d'inflation trop forte des coûts à porter par les consommateurs. A ce titre le CLEEE est réservé par rapport à la proposition de la CRE de faire évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre en compte la forte remontée des taux d'intérêt récente, dans la mesure où cela pourrait avoir pour effet d'augmenter le niveau du CMPC de manière trop importante à court terme.

#### **Associations professionnelles**

##### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ adhère pleinement aux trois grands principes qui fondent le cadre tarifaire des stockages comme toutes les infrastructures gazières : i) inciter les opérateurs à maîtriser leurs coûts, ii) permettre aux gestionnaires d'infrastructures de financer les investissements nécessaires, et iii) viser un niveau élevé de qualité de services.

Il s'avère que le cadre réglementaire mis en place depuis 10 ans satisfait à ces trois objectifs.

##### **France Gaz**

Oui

France Gaz partage globalement les conclusions de la CRE quant au bilan du cadre de régulation, qui a montré son efficacité en permettant aux utilisateurs des infrastructures gazières de bénéficier d'un très bon niveau de qualité de service et d'une facture maîtrisée aux réseaux tout en donnant aux opérateurs d'infrastructures les moyens nécessaires pour investir et innover. Néanmoins, compte tenu du retour d'expérience de la période 2020-2023, les mécanismes d'apurement des charges inscrites au CRCP doivent être améliorés.

#### **Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

##### **SEFE M et T**

Oui

SEFE M et T share the conclusion of the regulatory framework review detailed by CRE.

**EDF**

Oui

EDF partage les conclusions de la CRE concernant le bilan du cadre de régulation mise en œuvre depuis 2018. Au-delà d'inciter les opérateurs de stockage à maîtriser leurs coûts, le cadre de régulation a permis d'assurer un revenu à ces opérateurs leur permettant de couvrir leurs coûts tout en assurant des taux de remplissage des stockages nettement plus élevés qu'avant cette réforme.

**ENGIE**

Oui

ENGIE partage les conclusions de la CRE sur le bilan du cadre de régulation qui a permis de maîtriser les coûts et de faire évoluer le dispositif de commercialisation.

La CRE écrit que la plus faible flexibilité de la production de gaz vert entrainera un changement progressif du profil d'utilisation des stockages. ENGIE observe que la modification des flux d'approvisionnement avec le recours accru au GNL (FSRU) pour l'approvisionnement de l'Europe - en lieu et place d'approvisionnements terrestres - va également modifier sensiblement les modalités d'utilisation des stockages (avec des besoins de soutirage et d'injection plus rapides et dynamiques). La place et l'importance du stockage pour le marché du gaz se trouvent renforcées.

Le prochain cadre réglementaire devra donc intensifier les incitations, dans les investissements et dans l'exploitation, pour améliorer la rapidité des produits de stockage. Le contexte de guerre en Ukraine a jusqu'à récemment conduit à faire évoluer l'offre dans le sens d'un plus grand Volume Utile. L'amélioration de la rapidité des produits reste un défi pour les périodes tarifaires à venir.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF partage les conclusions de la CRE. Le cadre réglementaire mis en place depuis 10 ans apparaît satisfaisant. Il a permis la mise en place de services de qualité tout en maintenant l'objectif de maîtrise des coûts et en rémunérant de manière juste les investissements consentis.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP partage les conclusions de la CRE. Le cadre réglementaire mis en place depuis 10 ans apparaît satisfaisant. Il a permis la mise en place de services de qualité tout en maintenant l'objectif de maîtrise des coûts et en rémunérant de manière juste les investissements consentis.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF**

Sans avis

GRDF partage le fait que le cadre de régulation, désormais en grande partie harmonisé entre opérateurs, est une garantie de stabilité pour les acteurs du marché et a permis de répondre efficacement à certaines crises ponctuelles, notamment celle du COVID en 2020.

GRDF se félicite notamment de la position de la CRE selon laquelle « *Le cadre de régulation tarifaire doit garantir une rémunération raisonnable du capital investi qui permette de financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement pour la transition énergétique et le maintien en activité des installations. A ce titre, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables* ». Compte tenu du contexte, il s'agit là en effet d'un enjeu majeur de la prochaine période tarifaire pour l'ensemble des opérateurs d'infrastructure.

Toutefois, GRDF note que dans le contexte des deux dernières années, le cadre tarifaire actuel a montré certaines limites dans un contexte du monde de l'énergie en profonde mutation : instabilité réglementaire, émergence



Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

rapide des gaz verts, crise économique et retour de l'inflation etc... et il en résulte des écarts importants pour les opérateurs entre les tarifs définis il y a 4 ans et leurs coûts actuels. Or, le cadre en vigueur ne permet pas un apurement au fil de l'eau suffisant de ces écarts (CRCP), ce qui devient problématique lorsqu'il ne s'agit pas d'une crise ponctuelle mais d'une modification de tendance. La résilience du système est aujourd'hui questionnée, et nécessite des ajustements du cadre dès la prochaine période tarifaire pour permettre aux opérateurs de répondre aux exigences réglementaires croissantes et maintenir l'intérêt pour les acteurs du marché d'investir dans les infrastructures gazières, qui resteront indispensables à l'équilibre énergétique général du pays et joueront un rôle central dans la décarbonation au cours des prochaines décennies.

### **GRTgaz**

Oui

GRTgaz partage les conclusions présentées par la CRE concernant le bilan du cadre de régulation.

### **Storengy France**

Oui

Storengy est entré en régulation en 2018 avec une première période de 2 ans donc l'ATS2 est la première période tarifaire complète de 4 ans.

Storengy partage les conclusions de la CRE sur le cadre réglementaire, qui met en place les conditions pour encourager une approche prudente, efficiente et responsable de l'opérateur. Cela se traduit par la maîtrise des coûts, des investissements et une performance opérationnelle et commerciale.

La période ATS2 a été marquée par des crises aux conséquences durables : le Covid, la guerre en Ukraine et l'inflation.

Le nouveau contexte d'approvisionnement, avec un recours accru au GNL se substituant aux approvisionnements terrestres russes pour approvisionner l'Europe se traduit par un rôle accru joué par le stockage : l'enjeu majeur du prochain tarif est de permettre aux opérateurs d'opérer en sécurité les infrastructures de stockage, et d'améliorer la performance technique des stockages.

Concernant le financement des investissements Storengy partage le point de la CRE sur les « moyennes de long terme peuvent diverger de manière significative avec les taux constatés sur le marché au moment où les opérateurs peuvent se financer. C'est le cas en ce moment avec la remontée récente des taux d'intérêt, ce qui conduit la CRE à proposer de modifier le cadre existant sur ce point. » Néanmoins, Storengy attire l'attention de la CRE sur la nécessité de maintenir la stabilité de la régulation vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes.

Storengy salue les améliorations du cadre tarifaire qui ont été apportées par la CRE avec réactivité. Cela s'est traduit par une meilleure résilience qui a été rendue possible par l'amélioration des conditions de commercialisation tels que l'assouplissement du calendrier de commercialisation, la mise à 0 des coûts aux PITS en cohérence avec le règlement européen, l'ajustement de la formule de bonus commercial et une protection accrue face aux charges d'énergie.

La mise en œuvre de ces dispositifs démontre la pertinence de poursuivre l'amélioration du cadre dans l'intérêt de la sécurité d'approvisionnement et du consommateur final.

La période ATS2 a permis de fiabiliser et sécuriser le parc de stockages, avec notamment le lancement de projets majeurs de rénovation sur les sites de Gournay, Chémery et Etrez (ayant fait l'objet d'audit budget cible).

La période ATS3 devra répondre aux enjeux posés par la guerre en Ukraine et le nouveau schéma d'approvisionnement gazier : les opérateurs de stockage doivent disposer des moyens leur permettant de renforcer i) la sécurité d'approvisionnement, avec des produits fiables et plus performants afin de répondre aux besoins des clients, ii) la sûreté/sécurité des biens et des personnes dans un contexte de menaces accrues, et iii) de répondre aux enjeux de la transition énergétique.



Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Storengy note que les arbitrages proposés à date par l'auditeur et la CRE ne permettent pas à Storengy de mener à bien ces missions et de répondre à ses obligations réglementaires.

Storengy a présenté dans sa demande tarifaire les ressources nécessaires au bon fonctionnement des stockages dans un environnement nécessitant un renforcement de la sécurité d'approvisionnement en volume utile et en performance. Cette sécurité passera aussi par une disponibilité des stockages garantie par la prévention des risques industriels, de sûreté et de cybersécurité.

### **ELENGY**

Sans avis

## **Autres acteurs**

### **FNME-CGT**

La FNME fait un bilan globalement positif de cadre de régulation qui a permis la vente de l'intégralité des capacités de stockages au profit de la sécurité d'approvisionnement et de rattraper une partie du sous-investissement passé en fiabilisant et sécurisant via de grands projets de rénovation.

Nous sommes en revanche très critiques quant au cadre incitatif qui s'appliquent aux charges d'exploitation. Le cadre de régulation pousse en effet les opérateurs à sous-consommer l'enveloppe tarifaire des CNE à tel point que les effectifs ont été significativement réduits alors que le volume de certaines activités a largement augmenté depuis l'entrée en régulation. De telles évolutions ne sont pas sans impacts sur le corps social des opérateurs et le service rendu aux utilisateurs.

La méthode de la CRE consistant à prendre le réalisé 2022 comme référence pour le prochain tarif, (sans tenir compte des hausses de coûts attendues pour 2023 et des besoins nouveaux de la prochaine période tarifaire) place les agents une spirale « mortifère ».

### **FCE CFDT**

Oui

La CFDT ne se prononcera pas sur la partie rémunération du capital, mais alerte sur la partie incitative des charges d'exploitation : cette incitation a montré les années passées qu'elle avait un impact fort sur la masse salariale et les emplois qui servent de variables d'ajustement.

La CFDT propose donc d'amender cette régulation incitative des charges d'exploitation, en couvrant ce poste (masse salariale) par le CRCP.

La CFDT tient à souligner la réactivité de la CRE, dans un contexte gazier international complexe, concernant les souplesses apportées aux conditions de commercialisation.

### **Particulier**

Sans avis

### **Un particulier**

Oui

Dans le cadre de la régulation d'un monopole naturel, limiter la hausse des charges au niveau efficace et efficient tout en préservant l'investissement est une priorité.

Les mécanismes en cause permettent globalement de considérer que le cadre de régulation actuel permet, hors circonstances exceptionnelles, de répondre aux exigences d'efficacité dont témoigne notamment les résultats de la qualité de service.

Néanmoins, le biais d'asymétrie d'information ne permet pas de dégager des conclusions plus larges auxquelles pourrait répondre une analyse plus fine des postes de coûts et de l'opportunité des investissements engagés.

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Naturellement, il n'est pas possible pour le consommateur d'avoir ces informations qui peuvent relever pour partie du secret des affaires.

**Question 2 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ? Partagez-vous la position de la CRE de reconduire la clause de rendez-vous en ATS3 ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Oui

Pas de remarque particulière sur ce point. Le CLEEE se range à l'avis de la CRE

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ considère que l'exercice tarifaire auquel le régulateur et les opérateurs se livrent est un exercice relativement lourd. Une période de 4 ans pour l'ensemble des infrastructures nous semble adaptée et ne doit pas être remise en question, d'autant que la clause de rendez-vous à mi période permet les ajustements nécessaires. Cette durée est suffisamment longue pour offrir à l'ensemble des parties prenantes une certaine stabilité tarifaire.

Par ailleurs, il nous semble important que les périodes tarifaires afférents au transport et au stockage soient alignées.

**France Gaz**

Oui

France Gaz considère qu'une période tarifaire de quatre ans est adaptée pour donner un niveau de visibilité suffisant aux acteurs. Une clause de rendez-vous à mi-période pour les charges d'exploitation est pertinente pour tenir compte des évolutions de contexte réglementaire ne pouvant être anticipé lors de la fixation des tarifs.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Sans avis

SEFE M et T is in favour of a 4-year tariff period but believes that it could be interesting to introduce an early view of tariffs over a rolling 4-year period as explained on question 10. Indeed, there is a lack of visibility between two different tariff periods with the current method.

**EDF**

Oui

Une durée de 4 ans permet de donner de la visibilité et une stabilité juridique tout en étant adaptée à une vision industrielle. En outre, le maintien d'une clause de revoyure pour des aléas majeurs ou des évolutions significatives impactant les recettes ou les coûts des gestionnaires de réseau reste indispensable.

**ENGIE**

Oui

ENGIE partage l'avis de la CRE concernant le fait qu'une durée de quatre ans est appropriée, cette durée de quatre ans donne en effet de la visibilité aux opérateurs et aux expéditeurs. La clause de rendez-vous à mi-période

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

introduite a montré tout son intérêt sur la période de l'ATS2 puisqu'elle a permis d'intégrer l'impact dans le tarif de la très forte hausse des prix de l'énergie, conséquence de la guerre en Ukraine.

Il semble ainsi important de conserver la possibilité de faire évoluer le cadre tarifaire en cours de période en cas de bouleversements du contexte gazier européen (guerres, défaillance technique, ...).

#### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF considère qu'une période de 4 ans pour l'ensemble des infrastructures semble adaptée et ne devrait pas être remise en question, d'autant que la clause de rendez-vous à mi période permet les ajustements nécessaires. Cette durée est suffisamment longue pour offrir à l'ensemble des parties prenantes une certaine stabilité tarifaire.

Pour les clients qui ont déjà souscrit des capacités dont le tarif relèvera de l'ATS3 il est fondamental que ces tarifs restent en ligne avec les tarifs existants.

#### **TotalEnergies Gas & Power**

TEGP considère qu'une période de 4 ans pour l'ensemble des infrastructures semble adaptée et ne devrait pas être remise en question, d'autant que la clause de rendez-vous à mi période permet les ajustements nécessaires. Cette durée est suffisamment longue pour offrir à l'ensemble des parties prenantes une certaine stabilité tarifaire.

Pour les clients qui ont déjà souscrit des capacités dont le tarif relèvera de l'ATS3 il est fondamental que ces tarifs restent en ligne avec les tarifs existants.

### **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

#### **GRDF**

Oui

GRDF approuve le maintien d'une durée de 4 ans, commune aux différents opérateurs, avec clause de revoyure à mi-période, c'est un bon compromis entre le besoin de visibilité et de stabilité.

Dans le contexte actuel, avec les fortes incertitudes sur l'évolution des marchés du gaz et des réglementations, la clause de rendez-vous de mi-période semble nécessaire, et on pourrait même s'interroger sur un élargissement de son champ d'application pour certains opérateurs.

#### **GRTgaz**

Oui

GRTgaz est favorable au maintien de la durée actuelle de la période tarifaire et de la clause de rendez-vous à mi-période, sous réserve que la trajectoire de charges liée au respect des obligations résultant du nouveau règlement européen visant à réduire les émissions de méthane soit traitée à part, à titre exceptionnel (intégration d'une trajectoire prévisionnelle de CNE induites par l'application du règlement dans la trajectoire initiale de CNE suivie d'une mise à jour de cette trajectoire en cours de période tarifaire à l'occasion de l'adoption du règlement, comme précisé dans la réponse à la question 11).

#### **Storengy France**

Oui

Storengy est favorable au maintien d'une période tarifaire de 4 ans en intégrant une clause de rendez-vous.

Par ailleurs, Storengy identifie le besoin de prévoir la possibilité de réévaluer en cours de période tarifaire avec des guichets portant sur des postes ciblés tel que déjà en place pour la R et D. Une demande de révision en cours de tarif a été ainsi faite pour les budgets émissions de méthane ainsi que les autres sujets de transition énergétique et écologique (difficilement prévisibles dans un contexte de renforcement des règlements européens et nationaux).

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

La clause de rendez-vous peut être nécessaire dans le cas d'évolution législative ou réglementaire majeure, ou de changement notable des marchés de l'énergie impactant le stockage.

**ELENGY**

Oui

Elengy est favorable à une durée de quatre ans pour la période tarifaire ATS3.

Toutefois, une durée plus longue -avec mises à jour régulières- aurait peut-être permis d'offrir plus de visibilité aux parties prenantes (trajectoire d'investissements prévisionnelle long terme, souscriptions...), et ainsi d'anticiper et de lisser autant que possible les impacts d'évènements potentiels sur le tarif suivant.

**Autres acteurs**

**FNME-CGT**

La FNME CGT ne partage pas le point de vue de la CRE qui considère que la durée de la période tarifaire est adaptée et « donne le temps aux opérateurs pour engager des efforts de productivité ». En effet les objectifs de réduction de coûts qui se renforcent à chaque nouveau tarif conduisent les opérateurs à mener des réorganisations quasi permanentes pour préserver leur rentabilité. L'instabilité permanente ainsi générée est de nature à éloigner les agents de la mission de service public qu'ils ont à coeur d'assurer.

Une réflexion sur l'allongement de la période tarifaire ferait selon nous sens. Une durée de 5 ans permettrait par exemple de caler le rythme des renouvellements tarifaires sur celui des grands débats de politique énergétique.

La FNME CGT est favorable à la reconduction de la clause de rendez-vous pour traiter les éventuelles évolutions majeures. Nous souhaiterions néanmoins que l'apparition de nouveaux besoins en cours de période, notamment en lien avec les nouvelles obligations liées aux émissions de méthane, puisse être traitée en cours période au travers de délibérations ad-hoc sans nécessiter la re-discussion de l'intégralité du tarif.

**FCE CFDT**

Sans avis

La CFDT n'a pas de remarque sur ce point.

**Particulier**

Oui

**Un particulier**

Oui

La question de la durée de la période tarifaire suppose de répondre à la double exigence : prévisibilité pour l'opérateur (donc durée suffisamment longue) et adaptabilité aux évolutions (donc durée qui n'est pas excessivement longue). Du reste, la période de quatre ans répond à ces deux exigences.

La clause de rendez-vous est adaptée d'autant que les conditions de son objectivation sont explicités en termes d'évolution du niveau de charges d'exploitation.

**Question 3 : Avez-vous des remarques sur la méthode de détermination du revenu autorisé ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Non

Pas de remarque à ce stade sur la structure du revenu autorisé (RA = CNE + CCN + CRCP)

Le CLEEE sera particulièrement vigilant sur la fixation du CMPC entrant dans la valorisation du CCN

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

La méthode de détermination du revenu autorisé déjà en vigueur dans les précédents tarifs n'appelle pas de modification pour l'ATS3.

**France Gaz**

Oui

France Gaz est globalement favorable à la méthode de détermination du revenu autorisé présentée par la CRE, à l'exception des modalités de prise en compte des immobilisations en cours (IEC).

En effet, la rémunération des IEC au coût de la dette ne reflète pas la réalité de la structure de financement des opérateurs d'infrastructures. Il n'y a pas de raison économique que les investissements à cycle court soient traités de manière distincte des investissements à cycle long. France Gaz est favorable à ce que les IEC soient rémunérées au CMPC.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T**

Sans avis

No opinion.

**EDF**

Oui

EDF est favorable à la méthode de détermination du revenu autorisé à l'exception de la rémunération des immobilisations en cours (IEC). En effet, considérant la rémunération des IEC, EDF estime qu'elles devraient être rémunérées au même taux que la BAR, c'est-à-dire au CMPC. D'une part, il n'y a pas de raison économique que les investissements à cycle court soient traités de manière distincte des investissements à cycle long et, d'autre part, le taux sans risque n'est pas représentatif du coût des fonds mobilisés avant la mise en service d'une installation.

**ENGIE**

Oui

ENGIE considère qu'il est nécessaire de conserver une certaine stabilité de la méthode de détermination du revenu régulé et qu'il n'y a pas de raison évidente justifiant de changer de méthode. Celle-ci est par ailleurs très proche de celles en vigueur dans les régulations de beaucoup d'autres pays, notamment européens.

ENGIE rappelle cependant que les opérateurs ne financent pas différemment leurs immobilisations en cours de leurs immobilisations en service. ENGIE estime ainsi que la demande des opérateurs de les rémunérer au même taux que la BAR est justifiée. ENGIE considère également que l'entrée dans la BAR au 1er janvier de chaque année et non au fil des mises en service est préjudiciable aux opérateurs puisque pendant une période pouvant aller de quelques semaines à près d'un an les actifs tout juste mis en service sont rémunérés au seul coût de la dette.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF est favorable au maintien de la méthode de détermination qui était utilisée jusqu'à présent.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP est favorable au maintien de la méthode de détermination qui était utilisée jusqu'à présent.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRDF**

Sans avis

GRDF n'a pas de remarque sur la méthode de détermination du revenu autorisé.

**GRTgaz**

Non

GRTgaz n'a pas de remarque sur la méthode de détermination du revenu autorisé.

**Storengy France**

Sans avis

Storengy n'a pas de remarque sur la méthode du revenu autorisé et souligne que la stabilité de la régulation et des méthodes est un élément important.

Storengy souhaite une rémunération des immobilisations en cours au niveau du CMPC.

De plus, l'entrée dans la BAR au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année est préjudiciable en particulier du fait de la rémunération d'un actif mis en service dans le courant de l'année qui sera rémunéré au seul coût de la dette.

**ELENGY**

Sans avis

**Autres acteurs**

**FNME-CGT**

La FNME CGT n'a pas de remarques sinon qu'elle est favorable à une stabilité du mode de calcul du revenu autorisé qui donne une visibilité à toutes les parties prenantes, ce qui est un grand objectif de la régulation. S'agissant des IEC, la FNME CGT n'est pas favorable à leur rémunération au CMPC pour la raison mise en exergue par la CRE : cela enlèverait en effet l'incitation à mettre en service les actifs.

**FCE CFDT**

Sans avis

La CFDT n'a pas de remarque sur ce point.

**Particulier**

Oui

il faut que chacun s'y retrouve. S'il y a une forme de "mission de service public" du stockage de gaz, celui qui prend les risques doit être rémunéré à la juste valeur. Quand on parle gaz, on s'identifie par "sécurité". La sécurité des personnes ne doit pas être au rabais

**Un particulier**

Non

**Question 4 : Êtes-vous favorable à un changement de méthode pour la fixation du coût moyen pondéré du capital, afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ? Si oui, êtes-vous favorable à la mise en place d'un double taux, ou l'utilisation d'un taux unique pondéré ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Défavorable

Le CLEEE est bien conscient que la prise en compte des taux longs termes aujourd'hui puisse désavantager les opérateurs dans la fixation du CMPC. Cependant, comme le souligne très justement la CRE dans son document les mêmes opérateurs dans un contexte de baisse des taux s'étaient opposés à la prise en compte des taux courts termes qui leur auraient été à l'époque plus défavorables que les taux long terme (mais plus favorable au consommateur). Il nous semble aujourd'hui injustifié que la méthode de rémunération change, même si elle ne concernerait que les nouveaux actifs.

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ prend acte du fait que l'économie européenne est sortie d'une période de baisse des taux d'intérêt pour entrer dans une nouvelle période où plane une incertitude sur l'évolution et le niveau des taux de long terme qui s'appliqueront aux nouveaux investissements. Dans ce contexte, l'UPRIGAZ est plutôt favorable à une politique de double taux : les investissements déjà incorporés dans la BAR continuant de bénéficier des taux en vigueur alors que les investissements futurs se verront appliqués au cas par cas les taux effectivement supportés pour leur financement.

**France Gaz**

Favorable

France Gaz considère que les évolutions du contexte macro-économique, marquées notamment par une hausse de l'inflation et une remontée des taux d'intérêt, impliquent que la reconduction de la méthode actuelle de fixation du coût moyen pondéré du capital (CMPC), reposant principalement sur des données historiques de long terme, serait susceptible de conduire à un taux significativement inférieur au niveau attendu par les investisseurs. En ce sens, il ne permettrait pas de rémunérer correctement le capital investi. Cet élément serait susceptible de dégrader la capacité de financement des opérateurs et de remettre en cause les futurs investissements nécessaires au maintien ou à l'adaptation des infrastructures.

France Gaz est donc favorable à un changement de méthode permettant de refléter l'évolution des marchés financiers pour le financement de nouveaux actifs et le refinancement des actifs existants, afin de tenir compte de la remontée du taux sans risque.

France Gaz est par ailleurs favorable à l'utilisation d'un taux unique plutôt que deux taux différentes, afin de mieux refléter la réalité du mode de financement des infrastructures qui n'est pas nécessairement fléché par actif.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T**

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.



**EDF****Favorable**

La méthode actuelle pour fixer le CMPC se justifiait dans un contexte de relative stabilité des tendances d'évolution des taux mais ne permet pas de prendre correctement en compte les coûts générés pour les opérateurs par le changement brutal de tendance sur les taux d'intérêt. Elle doit donc être révisée.

Le maintien de cette méthode conduirait, en effet, à une baisse des taux de rémunération et rendrait injustifié, du point de vue d'investisseurs diversifiés, de consacrer des ressources aux investissements par ailleurs attendus des opérateurs dans le cadre de leur mission de service public (renouvellement, développement, qualité, transition énergétique). Ce maintien ne permettrait pas non plus de couvrir correctement la hausse des coûts d'endettement associés aux actifs existants.

EDF est favorable à un changement d'approche pour la fixation des paramètres du coût moyen pondéré du capital (CMPC), afin d'atteindre un niveau reflétant l'évolution brutale des conditions économiques et de financement auxquelles fait face un investisseur. Par ailleurs les modalités (rémunération basée sur un taux unique ou sur un double taux, méthode de calcul du CMPC...) devront nécessairement être adaptées :

- aux cadres réglementaires actuels des différents acteurs
- aux contextes et dynamiques spécifiques des différents secteurs (transport/distribution, gaz/électricité)
- aux géographies (métropole continentale/ZNI) traduisant les choix énergétiques du pays.

En particulier, bien que tout acteur ait droit à une juste rémunération de ses investissements passés et à venir, indépendamment des perspectives d'évolution de son secteur d'activité, les réponses qui seront apportées aux évolutions du cadre de régulation des opérateurs gaziers ne sauraient se décliner telles quelles pour les opérateurs de réseaux électriques. En effet, ces derniers vont devoir, dans les années qui viennent, faire face à des besoins d'investissements et de financement croissants et absolument considérables, soulignés par les déclarations récentes de la commissaire Kadri Simson ou la CRE dans sa récente contribution à la SFEC.

Plus précisément, EDF souhaite proposer à l'attention de la CRE les éléments de réflexion suivants :

## 1) Coût de la dette

## a. Taux sans risque

EDF préconise une approche permettant de tenir compte de l'impact sur les coûts d'endettement :

- des taux passés et
- des taux actuels, compte tenu de l'émission des nouvelles dettes et de leur impact sur la nouvelle période tarifaire.

Une détermination opérateur par opérateur, compte tenu de son profil d'endettement, est en principe possible, mais EDF propose de considérer, de façon alternative, dans un souci de lisibilité pour l'ensemble des parties prenantes, une adaptation de la méthode basée sur des paramètres représentatifs uniques. Par exemple une moyenne 10 an de l'OAT de référence dont 4 ans correspondant à la nouvelle période tarifaire permettrait de mieux refléter les conditions actuelles de financement de la dette :

Moyenne 10 ans avec : 6 ans de taux passés et 4 ans de taux forward , estimé comme :  
 $60\% \times \text{Taux OAT moyen sur les 6 ans passés} + 40\% \times \text{Taux OAT moyen sur les 12 derniers mois}$

## b. Prime d'émission

Pour un investisseur, le coût marginal de financement par de la dette inclut, outre le taux sans risque et le spread de marché des obligations cotées, une prime d'émission qui, pour un opérateur de qualité *investment grade* standard est dans une fourchette de l'ordre de 20 à 40 points de base.

EDF considère qu'il convient de reconnaître cette portion objective des coûts de financement.

## 2) Coût des capitaux propres

**a. Taux sans risque**

Pour un investisseur diversifié, le coût des capitaux propres est défini par les conditions de marché actuelles et l'anticipation qu'il en fait. Etant donné le retournement brutal récent, EDF considère qu'il est nécessaire d'adapter la méthode actuelle, par exemple en calculant ce taux sur la base d'une moyenne 12 mois de l'OAT de référence.

**b. Prime de risque marché**

La prime de risque de marché actions reflète le surplus de rémunération exigée du marché actions par rapport au taux sans risque. Les estimations récentes de Fernandez (avril 2023) et Damodaran (juillet 2023) maintiennent des estimations pour la prime de risque marché France proche de 6,0% (respectivement 6,0% et 5,8%) qui paraissent appropriées. EDF recommande ainsi de retenir 6% de prime de risque marché action.

Par ailleurs, EDF s'étonne de la modification substantielle de la méthode de calcul de la borne haute proposée dans le rapport de Compass Lexecon (4,89 %) qui mène à un résultat inférieur à la prime de risque marché retenue dans l'ATRT7 (5,2 %).

**3) Taux de rémunération complet requis**

Une prime de risque additionnelle devrait être ajoutée au taux de rémunération fixé au niveau du coût moyen du capital (CMPC) pour introduire une marge suffisante permettant de corriger les biais et risques mal couverts par le MEDAF (correction du biais d'optimisme et des risques asymétriques) : il s'agit là d'un standard de marché dans les groupes industriels. A minima, une prime de risque incitative sur les nouveaux actifs en fonction de leurs caractéristiques pourrait être introduite.

**ENGIE****Favorable**

Depuis plus de 18 mois, les taux d'intérêt évoluent à des niveaux inédits sur un historique de 30 ans. Dans ce contexte fortement haussier, ENGIE estime qu'il est opportun d'introduire une part de taux court terme pour établir le nouveau CMPC afin que celui-ci reflète mieux les conditions de financement actuelles des opérateurs. ENGIE considère en revanche qu'un taux unique pondéré (qui s'appliquerait aux nouveaux actifs comme au stock de BAR) est plus approprié qu'un double taux. Plusieurs raisons expliquent cette orientation : (1) dans le cas d'un double taux, les nouveaux investissements ne bénéficieraient du taux de court terme que pour une période d'un à quatre ans au maximum. Or, les actifs gaziers dans lesquels les opérateurs investissent ont des durées de vie longue, bien supérieures à celles d'une période tarifaire ; (2) quand les opérateurs se refinancent, ils le font pour leur activité au global et ne fléchissent pas leur financement sur des actifs en particulier.

Par ailleurs, si l'on se réfère à la fourchette de CPMC envisagée par la CRE [2,9% - 4,2%], il convient de rappeler que l'introduction d'un taux pondéré moyennant des taux de court terme sur les flux d'investissements mis en service sur la période tarifaire et des taux de long terme sur le stock de BAR conduira dans tous les cas à un taux de rémunération en recul par rapport au CMPC de la période tarifaire actuelle (4,25% pour l'ATRT7).

En conclusion, ENGIE est favorable à l'introduction d'une part de taux de court terme dans le calcul du CMPC et à un taux unique pondéré.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF****Ni favorable, ni défavorable**

Le contexte a été marqué par des chocs macroéconomiques majeurs (pandémie Covid-19 et guerre en Ukraine) et certains des paramètres du CMPC (notamment l'inflation et les taux des Obligations Assimilables du Trésor) ont connu et vont continuer à connaître de très fortes variations.

Dans cet environnement très chahuté, GRDF est favorable à la modification de l'approche qui était retenue dans les périodes passées et salue la volonté de la CRE de prendre en compte les récentes évolutions des paramètres financiers, en rupture avec les chroniques historiques, conduisant à un renchérissement des conditions de financement des investissements auquel l'ensemble des opérateurs d'infrastructure sont confrontés.

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Elle regrette cependant que le rapport de Compass Lexecon ne discute pas sur le fond des stabilisateurs proposés par l'opérateur, et écarte l'utilisation d'un TMR réel constant sans argument factuel. Le manque d'analyse sur les concepts de TMR dans les écrits de Compass Lexecon est d'autant plus dommageable qu'il s'agit de pratiques mises en œuvre avec succès dans d'autres systèmes de régulation, qui résolvent nombre d'incohérences potentielles mais également apporte de la stabilité et de l'objectivité, d'autant plus quand les marchés sont mouvementés comme actuellement.

En outre, GRDF n'est pas favorable à la proposition de la CRE figurant dans la CP ATS3 qui consiste à introduire une distinction entre un taux de long terme calculé sur des moyennes des dix dernières années et un taux de court terme s'appuyant sur des données de plus court terme, dont l'objectif est une « *incitation à un niveau et un type d'investissement efficace* ».

En premier lieu, GRDF rappelle que les investissements réalisés par les opérateurs d'infrastructures sont majoritairement imposés par des obligations réglementaires, et ne procèdent pas de choix stratégiques guidés par la seule logique économique. Il s'agit donc moins de donner un signal à l'investissement que de garantir une juste rémunération des investissements réalisés pour garantir la sécurité des personnes et des biens, la sécurité d'approvisionnement de la France, et contribuer à la transition énergétique (cf. question 1).

En second lieu, GRDF note qu'il s'agit d'une évolution majeure par rapport aux pratiques passées de la CRE, qui aurait nécessité une analyse plus approfondie des impacts sur le cadre réglementaire des infrastructures, en amont de la discussion tarifaire.

S'agissant notamment de la mise en œuvre pratique, la CRE expose deux options : (i) l'application d'un taux de long terme aux actifs existants et d'un taux de court terme aux nouveaux actifs ou (ii) l'application d'un taux unique pondéré reflétant les proportions d'actifs historiques et de nouveaux actifs.

GRDF considère que l'introduction de deux taux différents générerait non seulement de la complexité opérationnelle, mais également un risque financier accru. En effet, la CRE souhaiterait appliquer ce taux de rémunération de court terme (basé sur un an d'historique calculé en 2023 - juillet 2022/juillet 23), sur la seule période tarifaire en cours, à l'issue de laquelle les nouveaux actifs intégreraient la BAR des actifs historiques. Ainsi les actifs mis en service sur la période 2024-2028 se verraient appliquer le taux de court terme sur la seule période en cours, sans garantie ni que le taux déterminé sur la seule année 2023 soit représentatif de conditions de financement de la période, ni que le taux historique qui s'appliquerait à eux sur la période tarifaire suivante compense intégralement les écarts avec les conditions réelles de financement. Le nouveau mode de rémunération entraîne donc une augmentation des risques financiers pour les opérateurs puisque les périodes retenues pour la détermination des paramètres et les périodes auxquelles ils s'appliquent ne se recouvrent pas.

### **GRTgaz**

#### **Ni favorable, ni défavorable**

GRTgaz est favorable à une évolution de la méthode de détermination du coût moyen du capital afin de mieux refléter les conditions économiques, à condition qu'un taux unique soit appliqué à l'ensemble de la base d'actifs.

GRTgaz n'est pas favorable à la mise en place de deux taux comprenant un taux long terme sur les actifs historiques et un taux court terme sur les nouveaux actifs mis en service pendant la période tarifaire avant de rebasculer sur le taux long terme à la période tarifaire suivante.

Ce mécanisme irait à l'encontre de la visibilité souhaitée et concrétisée par le choix de périodes tarifaires de quatre ans. Un nouvel actif mis en service entrerait dans une BAR temporaire qui se verrait attribuer un taux pour maximum quatre ans, voire un, deux ou trois ans, avant de basculer dans la BAR des actifs historiques ; cela n'a qu'un impact très limité sur la rentabilité des nouveaux actifs qui sont principalement des actifs de long terme.

La mise en place d'un tel mécanisme induirait pour les opérateurs une forte complexité opérationnelle de mise en place, compte tenu des décalages temporels (mois voire années) entre les différentes dates (décision d'investissement, période de réalisation des investissements, mise en service, entrée dans la BAR à laquelle le taux de rémunération commence à s'appliquer) avec le risque que des actifs se retrouvent avec des parties dans les deux BAR selon le cut-off des périodes tarifaires, ce qui n'aurait pas de sens.

Par ailleurs, l'introduction d'un taux court terme sur des nouveaux actifs ne correspond pas aux modalités de financement d'un opérateur de réseau, qui se finance à différentes périodes selon ses besoins globaux en fonction de ses revenus, des nouveaux investissements et du refinancement des actifs historiques.

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Enfin, ce dispositif ne saurait être considéré comme un signal à l'investissement puisque les investissements actuels sont principalement constitués de dépenses obligatoires de maintien en condition opérationnelle des infrastructures et que la CRE valide annuellement le programme d'investissement des opérateurs sur la base le cas échéant d'analyses coûts-bénéfices et d'audits externes.

### **Storengy France**

#### **Favorable**

L'évolution récente, et brutale des taux d'intérêts et de l'inflation représente un changement de paradigme important par rapport au contexte connu lors des précédentes périodes tarifaires. Afin de prendre cela en compte, Storengy est favorable à un changement de méthode permettant de mieux refléter l'évolution récente et à venir des conditions économiques, tout en assurant de la stabilité et de la visibilité dans le temps.

A ce titre, Storengy considère qu'une méthode basée sur un retour total de marché (Total Market Return -TMR) à des niveaux en ligne avec ceux du marché serait la mieux à même de remplir ces critères (Storengy note que ce concept est couramment d'application dans d'autres régulations d'infrastructures en Europe)

Un double taux présente des inconvénients importants de méthode, auxquels s'ajoutent des complexités de mise en œuvre pour des bénéfices limités. Storengy considère qu'un taux unique pondéré permettant de prendre en compte des échelles de temps différentes (historique et le spot/forward) est plus approprié. Cette approche a du sens dans la mesure où les investissements sur les stockages se font sur un temps long et qu'il y a une stabilité dans le temps du taux ainsi que de sa pondération.

Storengy conteste l'analyse de la CRE en page 4 selon laquelle « la CRE considère que le différentiel de risque par rapport à l'activité de transport n'a pas évolué depuis la période tarifaire précédente et retient donc une prime inchangée par rapport au tarif ATS2, s'établissant à 50 pdb. »

Il faut rappeler que l'ensemble de l'industrie gazière a connu une instabilité unique lors de la période tarifaire précédente, notamment du fait du conflit en Ukraine.

Les pouvoirs publics ont tenu à apporter une réponse à la crise du système gazier par un ensemble de mesures à savoir : le règlement européen sur le stockage de gaz (juin 2022), la loi pouvoir d'achat (août 2022), la délibération de la CRE n° 2022-252 (Décembre 2022), ou encore la menace de mise en œuvre du filet de sécurité (introduit dans la loi en décembre 2017).

Ces mesures ont directement impacté les opérations de stockage de gaz au cours de la période tarifaire ATS2 ; mais ont également accru les risques pesant sur des infrastructures de stockage. Il ne subsiste guère de doutes que ces transformations se traduisent par des risques accrus pour les stockeurs de gaz, risques par ailleurs non diversifiables, en ce qu'ils touchent l'ensemble des stockeurs de gaz sur le marché pertinent.

Ces événements et les risques associés doivent incontestablement être pris en compte dans toute analyse de la rémunération applicables aux stockeurs de gaz, et justifient un relèvement de la prime stockage à 100pdb comme demandé par Storengy.

### **ELENGY**

#### **Ni favorable, ni défavorable**

Elengy est favorable à une adaptation de la méthode de fixation du coût moyen pondéré du capital dans la mesure où cette méthode reflèterait mieux les évolutions tendanciennes des paramètres au cours de la période tarifaire prochaine, et notamment la prise en compte de la hausse des taux d'intérêts à des niveaux pas vus depuis une trentaine d'année.

Toutefois, Elengy reste opposée à l'introduction d'une différenciation entre les actifs historiques et les nouveaux, en raison :

- de la durée de vie des actifs considérés qui est souvent très supérieure à celle d'une période tarifaire et
- car un opérateur qui se refinance le fait de façon globale et non par type d'actif ou année de mise en service

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Elengy se prononce donc en faveur de l'application d'un taux unique pondéré entre les différents actifs, seule alternative proposée par la CRE dans la présente Consultation Publique.

Différentes méthodes peuvent être appliquées avec une combinaison de données historiques et/ou prévisionnelles sur différentes périodes et aboutir à des résultats similaires. En fonction de la cohérence et du niveau retenu des différents paramètres du taux, la pondération devrait être fixée de manière normative afin d'assurer une stabilité notamment en appliquant un retour total de marché (Total Market Return - TMR) à un niveau conforme aux pratiques de marché.

### **Autres acteurs**

#### **FNME-CGT**

La FNME CGT n'est pas favorable à l'existence de plusieurs taux de rémunération des actifs.

- Le dispositif proposé rendrait le tarif trop complexe et difficilement lisible par les différentes parties prenantes des opérateurs.
- En outre, la méthode de calcul ne semble pas correspondre à ce que doit être le mode de prise de décision des opérateurs en matière d'investissement. La FNME CGT souhaite que de telles décisions répondent à des logiques industrielles à long terme au lieu de dépendre des évolutions financières court terme des taux d'intérêt.

Il est à remarquer que le degré d'exigence qui pèse sur la maîtrise des charges de capital n'est pas à la hauteur des contraintes imposées à la trajectoire des CNE. Or, il semble, au vu de l'ampleur des distributions aux actionnaires réalisées par des opérateurs largement autofinancés, que la baisse du dividende constitue le principal levier de modération des hausses tarifaires.

La FNME CGT attire par ailleurs le fait que les opérateurs n'avaient pas songé à demander une évolution de la méthode de fixation du CMPC « pour mieux refléter les conditions économiques » du CMPC quand les taux d'intérêt avaient fortement baissé entre 2008 et 2021.

#### **FCE CFDT**

Défavorable

La CFDT n'est pas favorable à un changement de méthode, afin de permettre une bonne visibilité et stabilité du mécanisme.

#### **Particulier**

Ni favorable, ni défavorable

#### **Un particulier**

Ni favorable, ni défavorable

Changer de méthode pour tenir compte d'un changement majeur des conditions macroéconomiques n'est pas choquant dans la mesure où il s'agit d'inciter l'opérateur et son actionnaire dans un contexte de surcroît de baisse des consommations.

Ce qui interroge est l'asymétrie de réaction suivant le sens d'évolution des taux comme le souligne d'ailleurs la CRE dans la consultation publique ATRT8 du 26/07/2023. Il est à noter qu'en cas de baisse notable des taux d'intérêt dans le futur, cette évolution fera « jurisprudence » a priori et il sera difficile de revenir à l'ancienne méthode subitement sans y voir une régulation d'opportunité.

### **Question 5 : Si un taux unique devait être retenu, sur la base de quelle pondération ce taux unique devrait-il être selon vous établi ?**

#### **Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

N/A

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ prend acte du fait que l'économie européenne est sortie d'une période de baisse des taux d'intérêt pour entrer dans une nouvelle période où plane une incertitude sur l'évolution et le niveau des taux de long terme qui s'appliqueront aux nouveaux investissements. Dans ce contexte, l'UPRIGAZ est plutôt favorable à une politique de double taux : les investissements déjà incorporés dans la BAR continuant de bénéficier des taux en vigueur alors que les investissements futurs se verront appliqués au cas par cas les taux effectivement supportés pour leur financement.

**France Gaz**

France Gaz considère que la pondération retenue pour établir le CMPC devrait refléter la réalité de la structure de financement de chaque opérateur d'infrastructure dans une approche au cas par cas.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T**

No opinion.

**EDF**

Comme indiqué en réponse à la question 4, le maintien d'un taux unique s'agissant du coût moyen pondéré du capital devrait, selon EDF, pour refléter correctement les coûts du capital, s'accompagner d'une approche distinguant le taux sans risque sur la dette et celui sur les fonds propres, chacun étant défini par une pondération adaptée, pour un opérateur donné, entre taux historiques et taux spot.

**ENGIE**

Comme évoqué dans la question précédente, ENGIE est favorable à l'introduction d'une part de taux de court terme dans le calcul du taux de rémunération afin que celui-ci soit plus proche des conditions de financement actuelles. La question de la pondération s'apprécie à l'aune de plusieurs critères : l'unicité du taux (pondération qui s'applique à tous les opérateurs régulés), la stabilité du taux dans le temps. A l'aune de ces critères, ENGIE est favorable à une pondération de 50% au maximum, avec un taux de court terme qui s'apprécierait sur une période d'un an.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Favorable à la stabilité des principes de fixation de la rémunération des actifs régulés, TEEGF n'est pas favorable à l'introduction d'un double taux. Les principes sus mentionnés ont donné satisfaction depuis 10 ans et il semble prématuré d'envisager un changement sur la seule observation d'une année 2022 chahutée en raison d'un contexte géopolitique extraordinaire.

Par ailleurs, TEEGF comme la CRE, observe que lors des consultations de 2019, les opérateurs d'infrastructure s'étaient exprimés en défaveur de retenir des valeurs de court terme et s'interroge sur les motivations de leur revirement.

Le recours à une période de lissage de 10 ans des paramètres pour fixer le taux permet, comme l'évoque la CRE, de se prémunir contre la volatilité des charges de capital. Cette protection ayant joué en faveur des opérateurs lors des années écoulées, il nous semble juste qu'elle joue en faveur des utilisateurs dès lors que les taux remontent. Par ailleurs, le contexte actuel ne présage pas de l'état des marchés à 5 ans par exemple et un changement de méthode apparaît pour l'instant prématuré au regard de l'impact réel sur la couverture des CCN.

TEEGF est favorable à l'application du taux qui résultera de l'application de la méthode utilisée pour l'ATS2.

**TotalEnergies Gas & Power**

Favorable à la stabilité des principes de fixation de la rémunération des actifs régulés, TEGP n'est pas favorable à l'introduction d'un double taux. Les principes sus mentionnés ont donné satisfaction depuis 10 ans et il semble prématuré d'envisager un changement sur la seule observation d'une année 2022 chahutée en raison d'un contexte géopolitique extraordinaire.

Par ailleurs, TEGP comme la CRE, observe que lors des consultations de 2019, les opérateurs d'infrastructure s'étaient exprimés en défaveur de retenir des valeurs de court terme et s'interroge sur les motivations de leur revirement.

TEGP est favorable à l'application du taux qui résultera de l'application de la méthode utilisée pour l'ATS2.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF**

Il s'agit d'un nouveau mécanisme de rémunération des actifs qui n'a pas fait l'objet d'échanges préalables avec les opérateurs et nécessite donc encore des analyses approfondies, notamment s'agissant de la nature et du niveau de pondération retenue. GRDF considère néanmoins que la piste d'un taux unique est à privilégier par rapport à l'introduction d'un double taux.

**GRTgaz**

GRTgaz est favorable à une évolution de la méthode de détermination du coût moyen du capital afin de mieux refléter les conditions économiques, à condition qu'un taux unique soit appliqué à l'ensemble de la base d'actifs. Différentes méthodes peuvent être appliquées avec une combinaison de données historiques et/ou prévisionnelles sur différentes périodes et aboutir à des résultats similaires, comme cela a été présenté dans les demandes des opérateurs. En fonction de la cohérence et du niveau retenu des différents paramètres du taux, la pondération devrait être fixée de manière normative afin d'assurer une stabilité notamment en appliquant un retour total de marché (Total Market Return - TMR) à un niveau conforme aux pratiques de marché.

**Storengy France**

Dans la continuité de la réponse à la question 4, Storengy estime nécessaire l'introduction d'une part de taux de court terme dans le calcul du taux de rémunération. Cette mesure doit permettre de se rapprocher des conditions de financement actuelles.

La pondération doit prendre en compte une approche multifactorielle avec des critères tels que l'unicité du taux et la stabilité du taux dans le temps.

**ELENGY**

Si un taux unique devait être retenu pour l'ensemble de la base d'actifs, plusieurs méthodes de pondération sont envisageables avec une combinaison de données historiques et/ou prévisionnelles, sur des périodes potentiellement différentes et aboutir finalement à des résultats comparables. La pondération devrait aboutir à une forme de stabilité, en appliquant si nécessaire un taux de type « retour total de marché (Total Market Return), ou TMR), qui assure un niveau en ligne avec les pratiques de marché, critère essentiel pour les investisseurs et donc pour les opérateurs

**Autres acteurs****FNME-CGT**

Si le régulateur souhaite prendre en compte la hausse des taux sans risque, une alternative à ce dispositif consisterait à intégrer les taux d'intérêt et les investissements prévisionnels au calcul du taux de rémunération des actifs. Ce taux unique, qui aurait l'avantage de la simplicité, serait une moyenne des coûts de financement pondérée par les montants des investissements passés et futurs en prenant en compte la durée de vie des actifs.



Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Cela étant dit, la FNME CGT a des inquiétudes sur les possibles conséquences d'une baisse de la rémunération de la BAR que les opérateurs seraient tentés de compenser, dans une logique court-termiste par une pression supplémentaire sur les CNE impactant défavorablement les personnels comme l'outil industriel. Plafonner les remontées de dividende permettrait aussi de faire baisser les coûts pour les usagers, et sécuriser les actifs.

**FCE CFDT**

Voir Q4

**Particulier**

l'inflation

**Un particulier**

Une pondération qui reflète le mieux le volume réel des investissements est à privilégier car elle demeure la plus transparente et la plus susceptible de susciter l'adhésion des consommateurs, dans le cas où ils seraient avertis sur le sujet.

**Question 6 : Etes-vous favorable à l'évolution de la régulation incitative relative aux coûts échoués des opérateurs de stockage envisagée par la CRE ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Favorable

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ adhère à l'analyse préliminaire de la CRE sur le traitement tarifaire des coûts échoués.

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz est favorable à une évolution du cadre de régulation incitative relative aux coûts échoués. Pour les coûts échoués correspondant à des investissements ayant été approuvés par la CRE, France Gaz considère qu'il n'a pas lieu de pénaliser les opérateurs et que ceux-ci doivent être compensés au CRCP, a fortiori si ces coûts échoués résultent de changements réglementaires ou d'une modification d'orientation en matière de politique énergétique

Dans le cas de coûts échoués étant la conséquence de choix industriels des opérateurs, il apparaît pertinent de définir une trajectoire de référence.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

**EDF**

Défavorable

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

S'agissant des éventuels coûts échoués, EDF considère qu'un investissement doit être couvert par le tarif dès lors qu'il a été approuvé par la CRE et est favorable à une couverture de l'intégralité des coûts échoués via le CRCP.

**ENGIE**

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE estime qu'il n'est pas possible de répondre par l'affirmative ou la négative à cette question. La réponse dépend grandement de la nature et de la cause des coûts échoués :

a) Pour les coûts échoués liés à l'exploitation normale des stockages et aux aléas industriels auquel tout opérateur doit faire face (obsolescence précoce, ...) : ENGIE considère que le maintien de la régulation incitative avec une enveloppe définie dans les charges nette d'exploitation est vertueux et pleinement fondé.

b) Pour les coûts échoués induits par un changement de réglementation ou à une demande d'une autorité : ENGIE estime qu'une analyse au cas par cas est nécessaire

c) Pour les coûts échoués qui seraient liés à une fin d'utilisation d'actifs anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique ou réglementaire (par exemple, en raison d'une baisse des volumes de gaz) : dans ce cas, une prise en charge par le régulé de la BAR résiduelle des actifs concernés s'impose, par exemple au moyen d'amortissements accélérés. Cela paraît légitime dans un cadre réglementaire où les CAPEX investis entrant dans la BAR sont soumis à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Energie, qui les audite (notamment pour les grands projets) et les valide. NB – en tout état de cause, avec une stabilité du besoin en infrastructures essentielles de stockage défini par la PPE pour les 5 prochaines années, ce cas de figure ne devrait pas se produire lors de la prochaine période tarifaire ATS3.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF trouve juste les principes retenus par la CRE jusqu'à présent et n'est pas favorable à un changement de méthode.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP trouve juste les principes retenus par la CRE jusqu'à présent et n'est pas favorable à un changement de méthode.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRDF**

Favorable

GRDF est favorable au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués, tout en réaffirmant que la juste couverture des coûts échoués correspondrait à la BAR et non à la valeur nette comptable des ouvrages, compte tenu du mécanisme de rémunération des actifs appliqués aux opérateurs gaziers.

Suite au retour d'expérience de la période précédente, GRDF s'interroge toutefois sur la réalité de la prise en compte au cas par cas des coûts échoués exceptionnels présentés par les opérateurs.

**GRTgaz**

Favorable

GRTgaz est favorable à l'évolution de la régulation incitative relative aux coûts échoués des opérateurs de stockage envisagée par la CRE.

**Storengy France**

Favorable

## VERBATIM

---

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Storengy est favorable à cette évolution puisque ne dispose pas aujourd'hui, contrairement à GRTgaz et RTE, d'une couverture de ses mises au rebut.

Storengy France demande la couverture d'une trajectoire de mises au rebut, dimensionnée sur les mises au rebut effectives rapportées aux mises en service réalisées sur l'ATS2, et projetées sur l'ATS3 en tenant compte des mises en services prévues sur cette période.

Storengy souligne également la nécessité d'avoir une équité de traitement entre opérateurs d'infrastructures gazières et électriques.

Les mises au rebut sont dépendantes des investissements réalisés et du fait de la complexité des travaux à mener sur les infrastructures de stockage (collectes enterrées, process de traitement du gaz, interface avec le sous-sol) Storengy demande la couverture au CRCP.

### **ELENGY**

Favorable

### **Autres acteurs**

#### **FNME-CGT**

La FNME CGT est favorable à la reconduction du dispositif.

#### **FCE CFDT**

Favorable

La CFDT est favorable à cette évolution qui représente un alignement sur les autres opérateurs d'infrastructures.

#### **Particulier**

Favorable

#### **Un particulier**

Favorable

L'intérêt d'une enveloppe prévisionnelle fixée ex ante est de prendre en compte les coûts échoués prévisibles dès la première année du tarif. A partir du moment où l'écart entre le réalisé et le prévisionnel est pris à 100% au CRCP, il n'y a pas d'objection particulière à soulever.

## **Question 7 : Etes-vous favorable à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés ?**

### **Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

#### **CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable

Le CLEEE est favorable au principe et au cadre de régulation concernant les actifs immobiliers / terrains avec cependant une répartition des produits de cession comme suit : Intégration de 90% des Actifs cédés au CRCP et 10% à l'opérateur. (au lieu des 80% et 20% aujourd'hui en vigueur)

### **Associations professionnelles**

#### **UPRIGAZ**

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

L'UPRIGAZ ne voit aucune raison de modifier le cadre réglementaire en vigueur concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés.

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz est favorable à ce que le cadre de régulation concernant les actifs immobiliers soit symétrique selon que la cession donne lieu à un gain ou à une perte par rapport à la valeur économique (et non la valeur nette comptable), et à ce que la couverture au CRCP soit prévue dans ce dernier cas.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

**EDF**

Défavorable

Comme indiqué lors de consultations précédentes, EDF n'est pas favorable au traitement envisagé par la CRE en raison de son caractère asymétrique : en cas de cession donnant lieu à plus-value comptable, les GRT conserveraient 20% de cette plus-value alors qu'une cession donnant lieu à une moins-value comptable ferait l'objet d'un examen de la CRE sur la base d'un dossier argumenté présenté par les opérateurs de réseaux. Afin d'éviter tout biais, il est nécessaire que la régulation soit symétrique.

**ENGIE**

Favorable

ENGIE comprend la position de la CRE, et reste favorable à la reconduction du cadre de régulation sur ce sujet.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF ne voit aucune raison de modifier le cadre réglementaire en vigueur concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP ne voit aucune raison de modifier le cadre réglementaire en vigueur concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRDF**

Favorable

GRDF est favorable à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés.

En effet, GRDF partage l'objectif visé par la CRE de rendre aux consommateurs, via le CRCP, 80% des plus-values de cessions réalisées par les opérateurs en termes immobiliers ou terrains cédés. Il apparaît souhaitable de pérenniser ce mécanisme qui est juste pour les consommateurs et incite cependant l'opérateur à vendre au meilleur prix.

**GRTgaz**

Défavorable

GRTgaz estime justifié que la valeur de référence pour le calcul de la plus-value corresponde à la valeur de l'actif dans la BAR et non à la valeur nette comptable. En effet, pour le calcul de la plus-value à restituer au tarif par l'opérateur, il est justifié de raisonner en gaz comme c'est le cas en électricité par rapport à la valeur qui sert de référence pour la détermination du revenu autorisé, c'est-à-dire la valeur de l'actif dans la BAR. Un tel raisonnement permet à l'opérateur d'obtenir pour l'actif concerné la rémunération cible retenue par le régulateur, ni plus, ni moins. De plus, retenir comme référence pour la plus-value à restituer au tarif une valeur inférieure revient à désinciter toute cession et conduit à un traitement discriminatoire au détriment des opérateurs gaziers (BAR inflatée) par rapport aux opérateurs électriques (taux nominal et BAR non inflatée) pour qui le montant correspondant a été perçu sous forme de rémunération de la BAR et n'est pas restituable dans une situation similaire.

**Storengy France**

Favorable

Storengy est favorable à la reconduction du dispositif.

**Autres acteurs**

**FNME-CGT**

Les actifs des opérateurs régulés sont financés à travers le tarif depuis l'entrée en vigueur de la régulation. Nous pouvons même aller jusqu'à considérer que ces actifs étaient en définitive financés par les usagers avant même la régulation. Il apparaît donc naturel de faire bénéficier à ces usagers les gains tirés de leur cession éventuelle au travers du CRCP. Dans le cas contraire, les opérateurs pourraient par exemple être tentés de céder des immeubles amortis et qui engendrent un faible niveau de charges d'exploitation pour recourir à une location dont le coût serait couvert par le tarif.

**FCE CFDT**

Ni favorable, ni défavorable

La CFDT n'a pas de remarque sur ce point.

**Particulier**

Favorable

**Un particulier**

Favorable

Ce cadre est adapté car il n'incite pas à des comportements spéculatifs puisque le produit de la cession net le cas échéant est reversé à 80% au tarif via le CRCP.

Symétriquement, une moins-value réalisée pour des conditions indépendantes de l'opérateur doit être prise en charge. Naturellement, l'examen au cas par cas est une formulation plus adéquate afin de ne pas créer de biais incitatif de la part du régulateur.

**Question 8 : Etes-vous favorable à la solution envisagée par la CRE concernant le traitement des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Favorable

## Associations professionnelles

### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est totalement en ligne avec l'analyse de la CRE qui, en l'absence d'une régulation européenne déjà arrêtée sur l'hydrogène, se tourne vers un traitement au cas par cas des actifs gaziers transférés vers l'hydrogène en s'attachant à éviter les subventions croisées entre les utilisateurs des stockages de gaz et les utilisateurs des stockages d'hydrogène. Même si l'ensemble des acteurs est favorable à un développement de l'hydrogène, le manque de disponibilité électrique bas carbone en Europe, et notamment en France, dans les prochaines années, rend les perspectives de développement significatif de l'hydrogène relativement limitées. Il convient d'être d'autant plus prudent sur ces perspectives que les business models ne sont pas encore établis.

### **France Gaz**

#### Favorable

France Gaz est favorable à une analyse au cas par cas des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène, dans l'attente d'une clarification du cadre de régulation des infrastructures hydrogène qui devrait être apporté par le paquet gaz en cours de négociation.

Une telle approche apporte de la flexibilité aux opérateurs et leur permettra d'envisager de premières opérations en fonction du contexte, permettant de disposer le cas échéant d'un premier retour d'expérience.

D'un point de vue économique, il apparaît pertinent que cette approche s'appuie par défaut sur une valorisation des actifs au niveau de la BAR.

## Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

### **SEFE M et T**

#### Favorable

SEFE M et T is in favour of the solution envisaged by CRE regarding the treatment of assets sold with a view to conversion to hydrogen.

### **EDF**

#### Favorable

EDF note que la CRE considère que les capacités existantes apparaissent nécessaires jusqu'en 2040. Toutefois, dans l'hypothèse où un cas de conversion devrait se présenter, EDF est favorable à l'approche proposée par la CRE visant à être attentif au prix de cession pour éviter les subventions croisées entre les utilisateurs des réseaux de gaz et d'hydrogène, au partage de l'éventuelle plus-value entre le GRT et les utilisateurs, et à ne pas couvrir des coûts déjà couverts par les précédents utilisateurs gaziers en cas de modèle régulé.

### **ENGIE**

#### Ni favorable, ni défavorable

L'approche proposée par la CRE consiste à établir un prix de cession au cas par cas, faute d'un cadre réglementaire européen en vigueur sur cette problématique et d'un retour d'expérience sur des cas de conversion de stockages de gaz méthane en stockage d'hydrogène. Cette approche devra donc évoluer pour tenir compte des dispositions qui seront inscrites dans le « Paquet Gaz » et dans les actes délégués.

### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF partage l'analyse de la CRE qui, en l'absence d'une régulation européenne déjà arrêtée sur l'hydrogène, se tourne vers un traitement au cas par cas des actifs cédés sur la base de dossiers

argumentés et qui veille à éviter les subventions croisées. A ce stade toute décision relative à l'hydrogène semble prématurée.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP partage l'analyse de la CRE qui, en l'absence d'une régulation européenne déjà arrêtée sur l'hydrogène, se tourne vers un traitement au cas par cas des actifs cédés sur la base de dossiers argumentés et qui veille à éviter les subventions croisées. A ce stade toute décision relative à l'hydrogène semble prématurée.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF**

Favorable

GRDF est favorable à l'approche pragmatique proposée par la CRE, en l'absence de réglementation établie, avec une analyse au cas par cas concernant le traitement des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène.

Toutefois, la valeur de cession ne devra pas être inférieure à la valeur nette réévaluée (BAR) des actifs concernés, afin de garantir la juste couverture de ces investissements.

**GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

**Storengy France**

Favorable

Storengy partage la proposition de la CRE sur la fourniture d'un dossier argumenté si une cession d'actifs était envisagée, bien que comme le souligne la CRE, « aucun cas de conversion durant la prochaine période tarifaire n'a été identifié à ce stade ».

Comme le souligne le rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, le parc de stockage sera maintenu en CH4 d'ici 2030.

Par ailleurs, les infrastructures hydrogène émergeront d'ici 2030 par des premiers projets tel que Hypster sur le site d'Étrez. L'émergence de la filière conduit à un besoin en moyens notamment en R et D, permettant notamment d'éviter des coûts échoués qui resteraient à la charge du tarif.

Bien que le texte ne soit pas adopté, un consensus semble avoir émergé sur une régulation des infrastructures hydrogène d'ici 2036. Aussi, Storengy est favorable à l'ouverture de discussions plus larges sur les infrastructures d'hydrogène au regard de l'essor de cette filière.

**Autres acteurs****FNME-CGT**

La solution envisagée par la CRE consistant à traiter les projets de reconversion au cas par cas en évitant les subventions croisées et une double couverture des coûts semble de bon sens.

La FNME CGT prône un développement des gaz renouvelables et bas carbones échappant aux logiques de marché et la réutilisation des infrastructures existantes pour aider à l'essor de ces nouvelles filières à un coût optimisé pour la collectivité. Un cadre de régulation plus général serait à discuter lors de la mise en place des tarifs suivants pour préparer les premières conversions.

**FCE CFDT**

Ni favorable, ni défavorable

La CFDT se prononce pour que les acteurs du stockage de méthane puissent stocker également de l'hydrogène qui pourrait faire l'objet d'un tarif régulé ultérieurement, afin de préserver l'ensemble de l'activité et les emplois associés.



**Particulier**

Ni favorable, ni défavorable

**Un particulier**

Favorable

En l'absence de visibilité, un traitement au cas par cas s'impose. Cela constituera le cas échéant une base d'expérience à une régulation efficiente et efficace ultérieurement.

La vigilance vis-à-vis de l'absence de subvention croisée sera en effet une des clés d'appréciation.

**Question 9 : Êtes-vous favorable aux grands principes de fonctionnement et d'actualisation du CRCP envisagés par la CRE ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Favorable

Le CLEEE est favorable aux principes de fonctionnement du CRCP tel qu'envisagé par la CRE. La demande des opérateurs requérant un taux d'actualisation correspondant au CMPC nominal avant impôt ne nous semble pas adaptée.

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ considère que le CRCP doit continuer à être apuré chaque année dans la limite d'un impact sur l'évolution tarifaire de +/-5%. Dès lors que la restitution du solde du CRCP est toujours garantie et s'opère à relativement court terme, il nous apparaît que le taux d'actualisation retenu doit être le taux sans risque.

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz appelle à deux évolutions dans le principe de fonctionnement et d'actualisation du CRCP. D'une part, les modalités d'apurement du CRCP en vigueur actuellement ne paraissent plus adaptées au nouveau contexte énergétique, caractérisé par une volatilité d'un certain nombre de charges se retrouvant au CRCP. Le plafond apparaît trop contraignant, et de nouvelles modalités permettant un apurement au fil de l'eau afin d'éviter la constitution d'un « stock » de charges trop important sont nécessaires.

D'autre part, le taux de rémunération du CRCP devrait être adapté pour refléter la réalité de la charge financière pour les opérateurs : la rémunération du solde au CMPC, ou a minima au taux de la dette, est nécessaire pour compenser les opérateurs des coûts réellement supportés.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T**

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

**EDF**

Défavorable

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

EDF estime que la rémunération du solde du CRCP devrait se faire au niveau du CMPC. En effet un tel niveau de rémunération est cohérent avec la théorie économique, le financement des activités industrielles et du CRCP n'étant pas distinguable.

### **ENGIE**

#### Favorable

ENGIE est favorable au maintien des grands principes de fonctionnement du CRCP.

ENGIE partage l'analyse de la CRE quant à la variabilité des charges et des revenus spécifique aux opérateurs de stockage, qui a conduit à fixer le coefficient  $j$  entre +5 % et -5 % ( $j$  est l'évolution du revenu autorisé, exprimé en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits).

Enfin, ENGIE soutient l'idée proposée par la CRE d'aligner le taux de rémunération du CRCP sur un taux de court terme.

### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF considère que les principes d'apurement du CRCP ont donné satisfaction. Il semble donc pertinent de les maintenir. Par ailleurs dès lors que la restitution du solde du CRCP est toujours garantie, il nous apparaît que le taux d'actualisation retenu doit être le taux sans risque.

### **TotalEnergies Gas & Power**

TEGP considère que les principes d'apurement du CRCP ont donné satisfaction. Il semble donc pertinent de les maintenir. Par ailleurs dès lors que la restitution du solde du CRCP est toujours garantie, il nous apparaît que le taux d'actualisation retenu doit être le taux sans risque.

## **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

### **GRDF**

#### Défavorable

Avis global défavorable

GRDF constate qu'un plafond de 5% sur l'apurement du CRCP est validé pour les opérateurs de stockage sans que la CRE ne soulève de problème majeur de stabilité des prix sur la période ATS2 qui a pourtant été marquée par plusieurs crises et une forte volatilité des indices.

Cette valeur semble avoir bien permis l'apurement du CRCP pour les opérateurs de stockage compte tenu des soldes de fin de période évoqués dans la suite de la CP (ex : 25 M€ pour STOREGY soit environ 5% de son revenu autorisé).

A ce titre, il est logique de reconduire le plafond de 5% pour les opérateurs de stockage sur la période ATS3, mais en cohérence avec le critère énoncé (variabilité des charges et recettes des opérateurs) et avec le bilan de la période en cours, il est tout autant nécessaire de questionner celui applicable aux autres infrastructures comme l'a demandé GRDF.

En parallèle, le taux d'actualisation du CRCP doit être bien davantage représentatif des coûts/gains de trésorerie engendrés pour les opérateurs : de fait, dans le cas d'un report de sommes dues à un opérateur, celui-ci doit financer le complément à son coût du capital, qui est donc le Coût Moyen Pondéré du Capital. Si l'on admettait à la rigueur qu'il soit capable d'augmenter son taux d'endettement pour financer ce complément, alors le coût marginal de ce complément serait le coût de la dette de l'entreprise, mais en aucun cas le Taux Sans Risque qui n'est accessible qu'aux Etats et qui n'est nullement représentatif d'un coût de la dette d'une quelconque entreprise, même dans le cas d'une créance « sûre » garantie par la CRE (il en irait de même d'un à-valoir fiscal).

**GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz est favorable aux grands principes de fonctionnement du CRCP envisagés par la CRE, qui s'inscrivent dans la continuité du cadre tarifaire précédent. Toutefois, GRTgaz considère qu'une évolution du taux d'actualisation du CRCP est nécessaire, le taux sans risque basé sur des paramètres historiques n'étant pas représentatif des conditions de financement de court terme. Afin de refléter au mieux le taux auquel le CRCP est financé et plus spécifiquement le niveau des taux d'intérêt au moment où ce CRCP est constitué, le taux d'actualisation du CRCP devrait correspondre au taux sans risque basé sur des données de court terme.

**Storengy France**

Favorable

Storengy est favorable aux principes du CRCP et soutient la proposition de la CRE d'aligner le taux de rémunération sur le taux court terme.

Storengy partage l'analyse de la CRE pour la spécificité des opérateurs de stockage sur la variabilité des charges et des revenus ayant conduit à fixer le coefficient j (j est l'évolution du revenu autorisé, exprimé en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits) entre +5 % et -5 %.

**Autres acteurs****FNME-CGT**

Nous sommes favorables aux grands principes de fonctionnement du CRCP.

En ce qui concerne le taux d'actualisation, la FNME CGT comprend les arguments d'opérateurs ayant été conduits à emprunter pour financer un important stock de CRCP en cours de période tarifaire dans l'attente de son apurement (parfois pour préserver le montant des remontées de dividendes aux actionnaires). Il nous paraît donc pertinent que le stock de CRCP soit actualisé au coût de la dette.

**FCE CFDT**

Ni favorable, ni défavorable

La CFDT n'a pas de remarque sur ce point.

**Particulier**

Favorable

**Un particulier**

Favorable

La demande d'un opérateur, en l'occurrence GRDF, consistant en l'égalisation du taux d'actualisation a minima au coût de la dette (au niveau du CMPC nominal avant impôts, la question ne se discute pas au regard du non-sens économique) au motif que l'apurement décalé du solde du CRCP de la période 2020-2023 conduit à un endettement supplémentaire n'est pas valide dans la mesure où l'établissement d'un mécanisme de double-taux répond à cette exigence.

Accessoirement, il est à rappeler que l'actualisation du CRCP sur 2020-2021 à un taux à 1,7% alors que le taux directeur de la BCE était « au zero lower-bound » n'a pas impliqué de reversement au tarif au motif que le coût de la dette était amoindri.

Pour le stockage, le niveau de plafonnement à +/-5% du facteur k plus élevé que pour les autres opérateurs évacue a priori ces questions pour les opérateurs de stockage.

**Question 10 : Etes-vous favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Favorable

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

Oui

**France Gaz**

Favorable

France Gaz est favorable sur le principe au maintien du cadre de régulation actuel pour les charges qui ne sont pas incitées. France Gaz considère toutefois que le périmètre des charges couvertes au CRCP devrait être adapté (cf réponse aux questions suivantes).

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Favorable

SEFE M et T is in favour of keeping the current regulatory framework for most of operating charges.

**EDF**

Favorable

EDF est favorable aux principes du mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation envisagé. Le mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation est un mécanisme vertueux car il génère une incitation à la réalisation de gains de productivité. Il doit néanmoins se limiter aux postes qui sont maîtrisables et prévisibles, le cas échéant sous la forme d'une rémunération incitative symétrique complémentaire. Il est à noter que les standards retenus par la CRE n'auraient pas de sens pour un secteur en pleine expansion tel celui de l'électricité.

**ENGIE**

Favorable

ENGIE est favorable au maintien du cadre de régulation actuel incitant à la maîtrise des coûts. Comme évoqué par la CRE dans le préambule à cette consultation publique, celui-ci a fait ses preuves et a permis une bonne maîtrise des charges d'exploitation.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Oui.

**TotalEnergies Gas & Power**

Oui.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRDF****Favorable**

GRDF est favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation.

**GRTgaz****Ni favorable, ni défavorable****Storengy France****Favorable**

Storengy est favorable au maintien du cadre de régulation actuel tout en ne partageant pas l'analyse de la CRE et de son auditeur sur les trajectoires. En effet, la CRE considère que « ces écarts correspondent à des gains de productivité de l'opérateur, mais pourraient aussi résulter d'une surestimation des charges prévisionnelles liée notamment à l'asymétrie d'information qui existe entre les opérateurs et le régulateur ».

Storengy a bénéficié de la réduction des impôts de production – poste impôt et taxes incité en ATS2 suivant avis de la CRE – ainsi que des éléments exceptionnels lié à la vente de gaz circulants, qui n'avaient pas pu être anticipés lors de la construction du tarif pour la période ATS2. Ces éléments ne sont pas reproductibles pour les années suivantes.

En outre, Storengy a pu démontrer que la période ATS2 a été marquée par diverses crises dont le Covid qui a ralenti certaines opérations et conduit à une trajectoire en baisse. Le retour à un rythme nominal s'est effectué en 2023.

**Autres acteurs****FNME-CGT**

La FNME CGT n'y est pas favorable. Elle estime que le périmètre des charges incitées est trop étendu. Comme exposé précédemment, un recul du taux de rémunération combiné à une forte réduction des coûts augmentera la pression exercée par les actionnaires des opérateurs sur le corps social afin de préserver leur rentabilité. Par ailleurs, aucun indicateur de qualité de service n'est assez fin pour s'assurer que les réductions de coûts ne se feront pas au détriment du service rendu et de la sécurité. La FNME CGT crains, en outre, qu'un tel système n'incite à un plus fort recours aux contrats de prestation alors que certaines activités comme les projets sont déjà largement externalisées.

De plus, une pression trop importante sur les ressources, notamment les ressources humaines, tant en termes de compétences en recherche (compétences R&D), qu'en terme d'exploitation (compétences techniques, informatiques...) ou de sécurité ; pourrait compromettre l'essor voulu des gaz verts.

Aussi nous souhaitons que les charges de personnel soient intégrées au mécanisme du CRCP afin d'éviter que les opérateurs n'optent pour des politiques sociales court-termistes alors que les ressources nécessaires doivent répondre à des enjeux de long terme.

**FCE CFDT****Favorable**

La CFDT est globalement favorable au maintien du cadre de régulation actuel, mais demande à ce que les charges de personnel ne fassent pas l'objet d'incitations à la rigueur et à minima suivent l'inflation. Le constat des années précédentes est que la masse salariale et donc l'emploi, peuvent servir de variable d'ajustement (tant en augmentation individuelle qu'en nombre de postes non remplacés).

Afin d'assurer les missions de performance et de sécurité dans un contexte de difficultés de recrutement, les charges de personnel ne peuvent pas être cadrées par une démarche incitant à leur modération..

**Particulier**

Favorable

**Un particulier**

Favorable

Il constitue en théorie un bon équilibre. Néanmoins, il est important d'éviter les arbitrages entre charges incitées et non incitées (ce qui ne veut pas dire qu'il y en ait nécessairement s'agissant des opérateurs en cause). Pour autant, en pratique, cela est difficile de s'assurer du précédent point à partir du moment où cela requiert de s'immiscer dans la gestion de l'opérateur à un niveau assez fin.

La question se pose d'autant moins que les écarts entre réalisé et prévisionnel ne sont pas flagrants à l'exception potentiellement d'un opérateur en 2022. Néanmoins, en l'absence d'informations plus fines, il n'est pas possible de dire s'il s'agit de gains d'efficience ou d'une trajectoire prévisionnelle trop élevée.

**Question 11 : Etes-vous favorable à la position de la CRE concernant le calendrier de fixation du cadre de régulation et de la trajectoire de charges relatives à la mise en œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Le CLEEE est favorable à cette disposition

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est consciente que les gestionnaires d'installations de stockage ont déjà adopté des politiques visant à réduire au maximum les émissions de méthane dès avant l'adoption de mesures communautaires. Dans la mesure où la réglementation communautaire n'est pas encore arrêtée et que subsistent de nombreuses interrogations quant à son impact, l'UPRIGAZ adhère à la position de la CRE visant à n'arrêter son cadre de régulation qu'une fois adoptée la réglementation européenne.

**France Gaz**

Le règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie est susceptible d'avoir un impact très important sur les opérateurs d'infrastructures (contrôle périodique des installations, suivi, détection et réparation des fuites dans des délais fixés par la réglementation). Cet impact, et le montant des charges d'exploitation associés, sont toutefois difficiles à anticiper à ce stade car il dépendra des paramètres exacts retenus dans le texte définitifs.

En l'absence de visibilité sur le niveau des charges à couvrir, France Gaz est favorable à la position de la CRE consistant à attendre l'adoption du texte avant de fixer le cadre de régulation associé. France Gaz souligne toutefois que les impacts associés pour les opérateurs pourraient se matérialiser relativement rapidement, ce qui nécessitera une certaine réactivité pour l'adaptation du cadre réglementaire, pour permettre par exemple une adaptation de la trajectoire de charges à couvrir dès la première année de la période tarifaire. À défaut, la prise en compte dès l'ATS3 d'un talon de charges à couvrir pourrait être envisagée.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T**

SEFE M et T is in favour of CRE's position.

**EDF**

EDF partage l'analyse de la CRE selon lequel il est nécessaire d'attendre l'adoption du projet de règlement européen visant à réduire les émissions de méthane avant de considérer une éventuelle mise en œuvre d'une régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des GRT.

### **ENGIE**

Les dispositions du projet de règlement européen sont actuellement en cours de discussion en trilogue européen. Si le détail de ces dispositions peut encore évoluer, il apparaît d'ores et déjà que le texte de règlement qui sera prochainement adopté comportera des dispositions contraignantes de surveillance et d'actions visant la diminution des émissions de méthane des opérateurs. ENGIE considère donc qu'il est légitime que les opérateurs demandent à ce que les coûts correspondants soient intégrés dans la trajectoire des charges nettes d'exploitation, et tout écart avec les charges effectivement constatées pris en charge à 100% par le CRCP. ENGIE comprend cependant l'hésitation de la CRE liée au fait que l'ampleur de ces coûts n'est pas connue de façon précise. ENGIE propose deux solutions : (i) l'intégration d'un montant "sans regret" et la couverture à 100% au CRCP de tout écart avec ce montant sans regret, (ii) la possibilité d'intégrer ces coûts à la trajectoire de revenu autorisé une fois le règlement européen adopté, sans avoir à réouvrir l'ensemble du tarif. En tout état de cause, il faut que le principe de couverture à 100% des coûts associés soit acté dès cette période tarifaire. Une inclusion éventuelle dans les trajectoires incitées ne pourrait être envisagée avant l'ATS3 afin de laisser le temps aux opérateurs de s'approprier les conséquences opérationnelles de cette nouvelle réglementation.

### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF s'attend à ce que les opérateurs d'infrastructures gazières en France soient exemplaires dans le domaine de la minimisation des émissions de méthane. En conséquence toute réglementation dans ce domaine ne devrait pas entraîner de dépense non anticipée ou simplement des dépenses limitées.

Par ailleurs, à l'instar de la CRE, TEEGF considère qu'il n'est pas approprié de valider d'éventuelles charges sur la base d'anticipations de modalités de réglementation à adopter.

### **TotalEnergies Gas & Power**

TEGP s'attend à ce que les opérateurs d'infrastructures gazières en France soient exemplaires dans le domaine de la minimisation des émissions de méthane. En conséquence toute réglementation dans ce domaine ne devrait pas entraîner de dépense non anticipée ou simplement des dépenses limitées.

Par ailleurs, à l'instar de la CRE, TEGP considère qu'il n'est pas approprié de valider d'éventuelles charges sur la base d'anticipations de modalités de réglementation à adopter.

## **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

### **GRDF**

GRDF est favorable à la proposition de la CRE concernant le calendrier décalé de fixation du cadre de régulation et de la trajectoire des charges relatives à la mise œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie.

En effet, le nouveau règlement est en débat au niveau des instances européennes et il subsiste une vraie incertitude (facteur 1 à 10 selon les propositions) quant aux impacts que cela pourrait avoir sur les charges des opérateurs gaziers. Il semble donc déraisonnable (aussi bien pour les consommateurs que pour l'opérateur) de fixer dès à présent une trajectoire et GRDF approuve la proposition de fixer les trajectoires et le cadre réglementaire associé une fois le règlement européen adopté.

### **GRTgaz**

Le futur règlement sur les émissions de méthane, en cours de discussion au niveau européen, confronte les opérateurs à de fortes incertitudes liées aux coûts nécessaires dès 2024 à sa mise en conformité aux dispositions du règlement (voire au montant des pénalités en cas d'impossibilité de respecter l'intégralité des

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

exigences du règlement). Quel que soit le texte qui sera in fine adopté, les impacts financiers seront dans tous les cas très significatifs et d'application immédiate.

Les exigences du règlement européen sur les émissions de méthane n'étant pas stabilisées et les impacts financiers et organisationnels étant à la fois significatifs dès l'entrée en vigueur du texte et dans une fourchette encore bien trop large, la trajectoire prévisionnelle des CNE induites par l'application de ce règlement devrait être intégrée dans la trajectoire initiale de CNE puis mise à jour pendant la période tarifaire, par exemple à l'occasion de l'adoption du règlement (sur ce point, la délibération initiale ATTS3 devra prévoir explicitement la possibilité d'incrémenter les CNE pour ce poste).

### **Storengy France**

Storengy est engagé dans un programme de réduction des émissions de méthane (OGMP) qui permet de lancer des changements de pratiques majeurs qui seront à amplifier et à déployer en application du prochain règlement européen, et cela indépendamment de la teneur de sa version définitive. Aujourd'hui, les deux versions du texte sur la réduction des émissions de méthane sont très contraignantes en comparaison aux pratiques actuelles.

Storengy partage l'analyse de la CRE sur le périmètre du règlement européen. En attendant, Storengy France doit poursuivre son programme environnemental en matière de réduction des émissions de méthane (programme démarré en 2021 auprès la CRE) et qui a été traduit en termes d'engagement auprès de l'OGMP et qui consiste à (1) améliorer le reporting des émissions et (2) réduire, dans un premier temps, de 40% ses émissions d'ici 2025.

Une remise en cause conduirait à envoyer un contre signal aux parties prenantes internes et externes alors que des engagements ont été pris lors de la COP 26 (Global Methane Pledge). Storengy confirme sa demande d'une trajectoire a minima afin d'être en mesure de poursuivre ses engagements OGMP. Ceci demande de poursuivre la mise en place de compétences et d'une organisation spécifique. Cette trajectoire devra être revue en cours d'ATS3 lorsque le texte sera connu.

### **ELENGY**

Elengy ne se prononce pas, le règlement européen n'étant pas encore paru dans sa version définitive.

Les conséquences en termes de charges associées paraissent importantes pour les opérateurs de stockage, et la date de mise en vigueur est proche, ce qui amène de fait à une mobilisation des équipes dès à présent.

### **Autres acteurs**

#### **FNME-CGT**

La plupart des opérateurs se sont engagés dans des programmes de réduction des émissions de méthane qui nécessitent une montée en puissance des efforts en la matière, et ce quel que soit le niveau d'exigence du futur règlement européen dont on sait déjà qu'il comportera une obligation de moyens et qu'il sera plus ambitieux que les pratiques actuelles.

Aussi, il paraît donc prudent pour la FNME CGT, de couvrir dès à présent une trajectoire de dépense a minima permettant aux opérateurs de poursuivre les actions déjà lancées et de se préparer à un renforcement de la réglementation en termes de compétence et d'organisation. Une délibération spécifique pourra dans un second temps revoir à la hausse cette trajectoire pour répondre aux exigences de moyen terme une fois la version finale du règlement européen connue.

#### **FCE CFDT**

La CFDT est défavorable à la position de la CRE, et demande au moins une anticipation partielle des besoins en emplois à la vue des difficultés de recrutement actuelles déjà évoquées en Q10.

#### **Particulier**

favorable



**Un particulier**

Il est important de ne pas anticiper dans la mesure où une surestimation potentielle des charges serait difficile à rattraper par la suite. La position de la CRE est donc le seul choix raisonnable.

**Question 12 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des charges d'Avantage en Nature Energie de Storengy ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Sans avis

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

Ce sujet fait l'objet de négociations au sein de la branche des IEG. Dans ce cas, l'UPRIGAZ, tout en étant attachée à la politique de sobriété énergétique conduite par la puissance publique, laisse ouverte cette question spécifique de la consultation.

**France Gaz**

Non

France Gaz ne partage pas l'avis de la CRE, et considère à l'inverse que la couverture de ces charges au CRCP est pertinente. En effet, l'évolution de ces charges au cours de la prochaine période tarifaire est particulièrement difficile à anticiper, compte tenu des multiples incertitudes relatives à l'évolution du prix de l'énergie et à l'application du bouclier tarifaire au tarif agent. S'agissant spécifiquement du gaz, une nouvelle référence doit être trouvée suite à l'extinction définitive des tarifs réglementés de vente. Dès lors, il n'apparaît pas pertinent d'inciter les opérateurs sur ce périmètre de charges.

D'un point de vue sémantique, France Gaz relève que la mention d'un « contrat négocié » entre les différentes entreprises concernées n'est pas pertinent compte tenu du caractère réglementé du dispositif.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T**

Oui

SEFE M et T is in favour of the CRE's preliminary analysis.

**ENGIE**

Non

ENGIE constate que l'opérateur ne dispose pas de levier d'actions sur ces charges liées à l'Avantage en Nature Energie de ses salariés. Les charges d'Avantage en Nature Energie ne sont pas différentes de charges énergie, dans la mesure où leur montant fluctue avec les prix du gaz et de l'électricité sur les marchés. De même, l'opérateur ne peut pas agir sur les volumes consommés par ses collaborateurs à titre privé. Une prise en charge par le CRCP à 100% apparaît donc pertinent.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF partage l'analyse de la CRE et considère en particulier que les incitations à la sobriété énergétique sont clé.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP partage l'analyse de la CRE et considère en particulier que les incitations à la sobriété énergétique sont clé.

## **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

### **GRDF**

Non

En préambule, GRDF rappelle que l'Avantage en Nature Energie relève du statut des Industries Electriques et Gazières et le montant des reversements des opérateurs à EDF et Engie est une simple déclinaison du contrat négocié entre les groupes EDF et Engie. La formulation de la CRE est ambiguë sur ce point et laisse penser que les opérateurs peuvent négocier leur quote-part ce qui n'est pas le cas.

GRDF ne partage pas l'analyse de la CRE dans la mesure où il existe de vraies incertitudes quant aux prix futurs de l'énergie (gaz et électricité) et partage donc la posture des opérateurs de voir porter au CRCP les écarts afférents au prix des énergies inclus dans la trajectoire de couts de l'Avantage en Nature Energie.

### **GRTgaz**

Non

Le niveau constaté des charges d'ANE est à la fois peu prévisible et peu maitrisable. D'une part, il est très difficile de prévoir l'évolution des prix des énergies sur la période tarifaire à venir, et donc l'écart de prix qui sera à couvrir par l'ANE, ainsi que les évolutions éventuelles de fiscalité applicable. D'autre part, Storengy ne dispose d'aucune possibilité de contrôler le niveau d'ANE réalisé qui s'impose à lui chaque année.

GRTgaz considère ainsi qu'il conviendrait d'inclure au périmètre du CRCP un poste « charges d'avantage en nature énergie » dont les écarts par rapport à la trajectoire de référence seraient pris en compte à 100% au CRCP. De cette façon, tout écart de prix des énergies par rapport aux hypothèses prises pour la définition de la trajectoire de charges d'ANE serait neutralisé via la couverture à 100% au CRCP. Cela permettrait de s'assurer qu'une évolution à la baisse des prix des énergies se traduirait dans les évolutions tarifaires annuelles, au bénéfice des consommateurs. A l'inverse, l'opérateur ne serait pas pénalisé en cas de prix supérieurs aux prévisions, sur lesquels il n'a pas de prise. Pour rappel, le dispositif des reversements n'est pas fixé dans le cadre de « contrats négociés » mais dans un cadre réglementaire.

La CRE considère que le maintien du cadre actuel de régulation incitative des charges d'ANE est justifié notamment par les objectifs de sobriété fixés par le gouvernement mais cela ne remet pas en cause le caractère peu prévisible et peu maitrisable de ces charges et donc leur inclusion au CRCP.

### **Storengy France**

Non

L'Avantage en Nature Energie est un dispositif du statut des Industries Electriques et Gazières (IEG) sur lequel Storengy n'a pas de moyen d'action. Par ailleurs, l'ANE étant commun à toute la branche, ce poste remplit les critères définis par la CRE pour être traité au CRCP : il n'est ni prévisible ni maitrisable du fait de l'effet prix de la molécule ; de la thermo sensibilité des volumes et fonction du nombre de salarié de la branche.

A ce titre, Storengy demande la couverture à 100% au CRCP de l'ANE y compris de la fiscalité associée.

### **ELENGY**

Non

Elengy ne partage pas l'analyse préliminaire de la CRE. Les opérateurs n'ayant de pouvoir ni sur les prix, ni sur les volumes, la charge liée à l'avantage énergie des IEG est par définition une charge non maîtrisable par l'opérateur, éligible de ce fait au CRCP.

## **Autres acteurs**

**FNME-CGT**

La FNME CGT comprend que les postes sont couverts au CRCP si la CRE les considère comme non maîtrisables par les opérateurs et dont l'évolution est difficilement prévisible. L'Avantage en Nature Énergie qui est un dispositif du statut des Industries Électriques et Gazières (IEG) nous semble répondre à ces deux critères et devrait en cohérence avec les orientations passées du régulateur être couvert au CRCP. En effet ce poste n'est ni prévisible ni maîtrisable puisqu'il dépend de l'évolution des prix des énergies, du climat et du nombre de salariés de la branche. Si la CRE entend maintenir une incitation à la sobriété, dont on ne voit de toute manière pas comment elle pourrait être répercutée par les opérateurs sur les agents, elle devrait en limiter le périmètre à la part volume des consommations corrigées du climat.

**FCE CFDT**

Non

La CFDT ne partage pas l'analyse préliminaire de la CRE, l'Avantage en Nature Energie est un dispositif du statut des Industries Electriques et Gazières (IEG) commun à toute la branche.

La CFDT est sensible au sujet de la sobriété énergétique et y est engagée mais ne pense pas que laisser ces charges des Entreprises cadrées par un dispositif incitatif à leur maîtrise puisse avoir un impact sur les consommations d'énergie des salariés.

D'autre part, une régulation incitative sur ces charges pourrait avoir un impact sur l'emploi par une réduction de postes.

La CFDT pense que la CRE n'a pas à inciter à une modération de ce poste de dépense relevant du dialogue social.

**Particulier**

Non

**Un particulier**

Oui

**Question 13 : Partagez-vous la position de la CRE sur la couverture des provisions pour démantèlement ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Oui

Le CLEEE soutient complètement l'analyse de la CRE sur les provisions pour démantèlement des opérateurs. Les coûts n'ont pas à être portés par le tarif avant la mise en place de la régulation cad 2018.

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ partage la position de la CRE sur la couverture des provisions pour démantèlement.

**France Gaz**

Non

France Gaz est favorable à la couverture de l'ensemble des provisions pour démantèlement, considérant qu'il n'y a pas lieu de distinguer les périodes antérieures et postérieures à 2018 dans la mesure où il existait un schéma de régulation « de fait » du stockage en France avant 2018.

## Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

### SEFE M et T

Oui

SEFE M et T is in favour of CRE's position.

### EDF

Oui

EDF partage la position de la CRE.

Tous les sites de stockage ont été opérés, pendant une quinzaine d'année, sous le régime dit « négocié ». Il est probable que les tarifs de Storengy appliqués aux acteurs obligés incluaient alors des provisions pour démantèlement. Intégrer les coûts de démantèlement dans le tarif de transport pourrait conduire dans ces conditions à faire payer deux fois le consommateur de gaz.

### ENGIE

Oui

ENGIE est favorable au principe d'une mise en place d'une couverture des provisions pour démantèlement des actifs.

### TotalEnergies Electricité et Gaz France

TEEGF partage la position de la CRE.

### TotalEnergies Gas & Power

TEGP partage la position de la CRE.

## Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

### GRDF

Sans avis

GRDF n'a pas d'avis sur cette question.

### GRTgaz

Sans avis

### Storengy France

Oui

Storengy est favorable au principe d'une mise en place d'une couverture des provisions pour le démantèlement des actifs.

## Autres acteurs

### FNME-CGT

La FNME CGT n'est pas d'accord avec la distinction opérée par la CRE entre une période exploitation qu'elle dit « régulée », et qui aurait débuté en 2018, et une période « non régulée » qui l'aurait précédée, depuis la mise en service des stockages. Il serait plus pertinent de considérer que 2018 a été une année de retour à la régulation après un constat d'échec de la déréglementation du marché de l'énergie depuis 2007.

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Un mécanisme tarifaire prenant en compte les provisions pour démantèlement devrait toutefois éviter toute double couverture des coûts et veiller à faire bénéficier les usagers finaux des reprises éventuelles. L'allongement de la durée de vie du gaz coussin lors de la fusion GDF-Suez avait par exemple permis aux actionnaires de s'accaparer des provisions pour démantèlement payés par les usagers sur de nombreuses années.

**FCE CFDT**

Non

La CFDT ne partage pas la position de la CRE. Concernant la période 2007 à 2018, nous considérons que les stockages étaient déjà régulés de par le mode de commercialisation (obligations de stockage et prix fixés par l'opérateur historique).

La CFDT considère que la couverture des provisions pour démantèlement doit être plus large que la simple période régulée et faire l'objet d'une séparation comptable. Cette provision doit inclure l'accompagnement social d'éventuelles fermetures de sites.

**Particulier**

Oui

**Un particulier**

Sans avis

**Question 14 : Partagez-vous la position la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Oui

Le CLEEE est opposé à une couverture au CRCP des opérations d'achat / revente de gaz sur les stockages. Le niveau d'incitation des autres charges et produits doit rester inchangé.

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ partage la position de la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation.

**France Gaz**

Non

France Gaz partage globalement la position de la CRE consistant à reconduire à le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation, à l'exception du poste « impôts et taxes ». Il n'apparaît en effet pas pertinent d'inciter les opérateurs sur la maîtrise de ce poste dans la mesure où la celle-ci n'est pas à leur main.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T**

Sans avis

No opinion.

**EDF**

Non

EDF considère que les impôts, redevances et taxes, qui ne sont pas un poste raisonnablement prévisible et maîtrisable, devraient être intégrés au CRCP. En effet, les taux d'impôts, redevances et taxes peuvent évoluer au cours d'une période tarifaire sans que les gestionnaires de réseau aient une quelconque maîtrise dessus.

**ENGIE**

Oui

Oui ENGIE est favorable à la reconduction du niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF partage la position de la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP partage la position de la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRDF**

Sans avis

GRDF n'a pas d'avis sur cette question.

**GRTgaz**

Sans avis

**Storengy France**

Oui

Storengy partage globalement l'analyse de la CRE.

Il est nécessaire de maintenir une quantité de gaz suffisante durant l'hiver jouant le rôle de gaz coussin technique.

Pour ce faire Storengy privilégie la vente de produits « spot » été/été permettant aux opérateurs d'injecter du gaz sur l'été de l'année N et le soutirer l'été N+1 : ces ventes ne sont possibles que si le « spread » est favorable.

Dans le cas contraire, il serait nécessaire de faire des opérations d'achats vente pour assurer la performance : ces opérations pourraient générer un P et L négatif, Storengy demande la couverture à 80% au CRCP.

**Autres acteurs**

**FNME-CGT**

La FNME CGT ne partage pas la position de la CRE. Comme exposé précédemment (cf. réponse à la question 10), elle souhaite que les charges de personnel soient intégrées au mécanisme du CRCP afin d'éviter que les opérateurs n'optent pour des politiques sociales court-termistes dictées par les mécanismes d'incitation alors que les ressources nécessaires doivent répondre à des enjeux de long terme.

**FCE CFDT**

Sans avis

La CFDT n'a pas de remarque sur ce point.

**Particulier**

Oui

**Un particulier**

Sans avis

**Question 15 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à étudier une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergie ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Oui

Le CLEEE est opposé à une couverture à 100% (ou même à 90%) des écarts sur les charges d'énergie. La couverture à 80% semble déjà élevée et dans un souci d'optimisation des consommations énergétiques serait partant pour le diminuer de manière progressive (75% pourrait être un premier objectif)

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ soutient par principe les actions d'économie d'énergie aussi bien chez les consommateurs individuels que chez les industriels. Dans ce contexte, les opérateurs gaziers ne peuvent se soustraire à cette exigence. Il est donc légitime qu'une régulation incitative les encourage à participer à l'effort collectif. Il est donc clair que l'incitation porte sur le volume d'énergie consommée par les gestionnaires de stockages, mais qu'en revanche, les évolutions de prix difficilement maîtrisables doivent être prises en compte à 100% dans le CRCP.

**France Gaz**

Non

Les charges d'énergie représentent un poste de charge particulièrement difficile à maîtriser pour les opérateurs en raison de la volatilité très importante des prix de l'énergie. En tout état de cause, les opérateurs d'infrastructures sont déjà fortement mobilisés sur ce volet et mettent en place les actions pertinentes permettant de réduire les charges énergie. Dans la mesure où l'évolution de ce poste dépend en premier lieu de la fluctuation des prix de marché, on n'identifie pas de marge de manoeuvre supplémentaire pour réduire significativement les coûts associés.

La perspective de définition d'une trajectoire de référence, s'il est intéressante en théorie, paraît très complexe à mettre en oeuvre en pratique et risque donc de mobiliser des ressources importantes pour un résultat incertain. France Gaz considère ainsi que le cadre réglementaire prévu dans l'ATS2 en janvier 2023 dans le cadre des mesures d'urgences est pertinent et qu'il devrait être reconduit pour l'ATS3.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Oui

SEFE M et T agrees with CRE that it is important to continue to encourage SSOs to optimise their energy consumption. SEFE M et T is not opposed to a change in the system of incentives for energy charges.

**EDF**

Oui

EDF est favorable à étudier une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergie.

La régulation incitative doit porter des charges ou recettes prévisibles et maîtrisables. En raison de sa dépendance à l'évolution des prix de marché, les charges d'énergie s'avèrent difficilement prévisibles et maîtrisables comme le démontre la situation actuelle. En revanche, les volumes d'énergie consommés sont à la main des GRT et il est sain de les inciter à maîtriser et réduire ces consommations.

**ENGIE**

Oui

ENGIE est favorable à la mise en œuvre d'une méthode simple et qui reflète ce qui est véritablement à la main des opérateurs. Autant les volumes peuvent être optimisés à la marge (et dans une mesure très limitée, car les charges d'énergie nécessaires à l'exploitation des stockages sont essentiellement guidées par les nominations des expéditeurs), autant les prix sont difficilement maîtrisables par les opérateurs (au-delà des politiques d'achats à terme qu'ils mènent sous le contrôle du Régulateur). ENGIE considère ainsi que la reconduction de ce qui a été mis en place lors de l'ATS3 serait une bonne décision et permettrait de conserver un mécanisme adapté à la volatilité des prix de l'énergie que l'on constate depuis maintenant près de 18 mois. A défaut, un système qui serait incitatif sur les volumes et non sur les prix pourrait être étudié.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Tout comme la CRE, TEEGF estime que la révision annuelle des charges ne se justifie à la vue du bilan de l'ATS2. Par ailleurs, TEEGF note que, face aux circonstances exceptionnelles, la CRE a su prendre des mesures d'exception lors de sa délibération du 31 janvier 2023.

TEEGF n'a pas d'objection à ce que la CRE étudie une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergies sous réserve que les possibles évolutions fassent l'objet d'une consultation et maintiennent un principe fort d'incitation d'économie d'énergie.

**TotalEnergies Gas & Power**

Tout comme la CRE, TEGP estime que la révision annuelle des charges ne se justifie à la vue du bilan de l'ATS2. Par ailleurs, TEGP note que, face aux circonstances exceptionnelles, la CRE a su prendre des mesures d'exception lors de sa délibération du 31 janvier 2023.

TEGP n'a pas d'objection à ce que la CRE étudie une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergies sous réserve que les possibles évolutions fassent l'objet d'une consultation et maintiennent un principe fort d'incitation d'économie d'énergie.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF**

Sans avis

GRDF n'a pas d'avis sur cette question.

**GRTgaz**

Sans avis

**Storengy France**

Oui



Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Les charges énergie sont fortement dépendantes de l'utilisation faite par les clients des stockages ainsi que des contraintes d'exploitation, et les taxes afférentes fortement liées à l'évolution de la politique énergétique qui pourrait être décidée par les pouvoirs publics.

La période ATS2 a également été marquée par une forte volatilité des prix sur les marchés de l'énergie, et une imprévisibilité accrue sur les charges supportées par les opérateurs. Dans ce contexte Storengy France a réussi à contenir ses charges d'énergie sur l'ATS2, notamment grâce à une stratégie de gestion prudente de fixation des prix de l'électricité, ainsi qu'à son stock de gaz en propre suffisant pour couvrir ses besoins d'autoconsommation.

Storengy France demande à pérenniser sur la période ATS3 le traitement des charges énergie au CRCP tel que défini dans la Délibération n° 2023-05.

Storengy demande à être protégé des éléments non maîtrisables par l'opérateur tels que ARENH et son écrêtement. L'absence de visibilité du dispositif au-delà de 2025/2026 introduit une incertitude supplémentaire. Storengy bénéficie d'un retour d'expérience favorable sur la gestion des prix de l'énergie et le profil particulier des stockeurs conduit à rendre difficilement transposable le modèle des électriciens tel que RTE.

Storengy considère qu'il n'est pas pertinent d'inciter les opérateurs à 100% sur leur prix d'achat de l'énergie, compte tenu notamment de l'ensemble de facteurs exogènes associés (terme de bouclage, et écrêtement ARENH, enchères de capacités, évolution des taxes, ...).

Storengy considère qu'il est plus pertinent que la CRE s'assure que les opérateurs établissent une stratégie d'achat d'énergie prudente, avec des engagements de volumes / fixations de prix progressives, ainsi que des niveaux de prix maximum et minimum (stop-loss et take-profit).

Storengy considère que la particularité des stockages doit être considérée (profil de consommation contremodulé et capacité à stocker du gaz pour leurs besoins propres).

## **ELENGY**

Non

Il s'agit de l'un des postes de charges les moins maîtrisables par l'opérateur tant au niveau du prix que du niveau de volume. Elengy plaide en faveur du maintien des dispositions décidées par la CRE dans la délibération du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel et qui a aussi servi de modèle au cadre appliqué aux terminaux.

## **Autres acteurs**

### **FNME-CGT**

La FNME CGT est favorable au travail de fond envisagé par la CRE avec les opérateurs pour vérifier la faisabilité d'une évolution du dispositif d'incitation à la maîtrise des charges d'énergie.

### **FCE CFDT**

Sans avis

La CFDT n'a pas de remarque sur ce point.

### **Particulier**

Oui

### **Un particulier**

Oui

Éliminer toute incitation dans un contexte de sobriété et d'effort demandés à la collectivité serait en effet un signal discutable. Néanmoins, faire porter un risque prix non maîtrisable par les opérateurs par définition ne serait pas non plus justifié.

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

En ce sens, garder une incitation relative sur les volumes et couvrir intégralement le risque prix en est une traduction pragmatique sous réserve de la définition d'une méthodologie opportune d'un prix de référence.

Rouvrir annuellement des discussions sur le revenu autorisé sur ce poste est en effet assez lourd et ne répond pas à l'objectif de lisibilité du dispositif qui en soi est assez complexe.

**Question 16 : Partagez-vous la position de la CRE sur les incitations à la maîtrise des coûts pour les investissements d'infrastructures d'un budget supérieur à 20 M€ ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Oui

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ partage la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements supérieurs à 20 M€.

**France Gaz**

Oui

France Gaz partage dans l'ensemble la position de la CRE de reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux d'un budget supérieur à 20 M€. Pour mieux tenir compte de la variabilité des coûts, a fortiori dans un contexte d'inflation élevée, France Gaz propose de modifier la bande de neutralité pour la porter à +/-10 % du budget cible.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Oui

SEFE M et T is in favour of CRE's position.

**EDF**

Oui

EDF considère que ce seuil de 20 M€ est adapté.

**ENGIE**

Oui

ENGIE considère que ce mécanisme a fait ses preuves, qu'il est effectivement vertueux et qu'il doit être reconduit.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF partage la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements supérieurs à 20 M€.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP partage la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements supérieurs à 20 M€.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF****Oui**

Favorable

Le dispositif de régulation incitative appliqué aux projets supérieurs à 20 M€ paraît vertueux sous réserve de ne pas induire une complexité et des coûts de traitement supérieurs au bénéfice potentiel pour la collectivité.

**GRTgaz****Non**

GRTgaz n'est pas favorable à la reconduction de ce mécanisme dans des conditions identiques.

Si GRTgaz partage la volonté de maîtrise des coûts d'investissements de la CRE, la tolérance de 5% paraît insuffisante au vu de la réalité des projets. Les projets industriels restent soumis à des aléas non totalement maîtrisables : les coûts de réalisation des projets peuvent varier significativement en fonction d'impondérables difficilement prévisibles en phase d'étude (obstacles dans les sous-sols, obligations environnementales, tension sur les marchés d'approvisionnement ...). Un retour à une tolérance de 10% serait préférable pour équilibrer le dispositif et serait plus adaptée à une période d'inflation élevée.

Si la CRE souhaitait maintenir le seuil de 5%, il apparaît nécessaire que le budget cible puisse être révisable a posteriori, en cas de dépassement important, au cas par cas sur la base d'un dossier soumis par l'opérateur afin d'identifier les surcoûts non maîtrisables par l'opérateur.

GRTgaz rappelle par ailleurs que le processus de fixation du budget cible implique une mobilisation importante de ressources internes pour répondre à l'audit et est source de délais supplémentaires pour les projets.

**Storengy France****Oui**

Storengy est globalement favorable au maintien du dispositif de budget cible à la suite d'un audit, avec un bonus/malus attribué à l'opérateur en fonction de l'écart entre le budget-cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité de +/- 5 % autour du budget-cible. .

Cependant, les conditions de réalisation depuis 2020 sont particulièrement complexes à la fois du point de vue budgétaire lié aux effets de l'inflation que du point de vue opérationnel, avec des tensions sur les ressources humaines et matérielles. Storengy propose donc l'inclusion de clauses d'ajustements du budget cible pour de tels événements exogènes.

Storengy n'est pas favorable au concept d'investissement maximal appliqué pour la première fois dans le cadre des deux projets de développement de capacités de stockages. Ce mécanisme est à la fois complexe dans son application (se cumulant potentiellement au mécanisme existant), et expose l'opérateur à un profil de risque incohérent avec son niveau de CMPC.

**Autres acteurs****FNME-CGT**

La FNME CGT est défavorable à la position de la CRE sur ces incitations à la maîtrise des coûts. Si elle n'est pas opposée à ce que des projets importants fassent l'objet d'un audit de la CRE, l'ampleur des ajustements opérés par la CRE peut poser question. Un tel niveau d'ajustement n'est pas selon la FNME CGT sans impacts sur la qualité de définition, la conduite et la réalisation des projets. La FNME CGT alerte en outre sur les risques d'externalisation d'une partie de ces activités avec des conséquences en termes de maintien des compétences internes. Elle remarque enfin que les audits sont consommateurs de ressources (notamment humaines) et peuvent avoir un impact non négligeable sur le planning des projets.

**FCE CFDT**

Oui

La CFDT attire l'attention sur le fait que l'inflation doit être bien prise en compte afin que les projets soient menés à bien tels que définis au départ.

**Particulier**

Oui

**Un particulier**

Oui

Sans faire de procès d'intention, de façon théorique, le risque de gold-plating est avéré par la théorie économique. En conséquence, ce mécanisme est justifié. La question du seuil optimal est à documenter néanmoins.

**Question 17 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'infrastructure en dehors des grands projets ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Oui

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable à la reconduction de ce mécanisme.

**France Gaz**

Oui

France Gaz partage dans l'ensemble la position de la CRE de reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux en dehors des grands projets. Pour mieux tenir compte de la variabilité des coûts, a fortiori dans un contexte d'inflation élevée, France Gaz propose de modifier la bande de neutralité pour la porter à +/-10 % du budget cible.

Par ailleurs, France Gaz recommande de dimensionner le nombre d'audits réalisés en tenant compte de l'investissement en temps nécessaire pour répondre précisément.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Oui

SEFE M et T is in favour of CRE's position.

**EDF**

Non

EDF ne partage pas la position de la CRE. En effet, il ne semble pas approprié d'appliquer des principes adaptés aux grands projets à des projets de taille plus réduite. De plus, cela multiplierait les indicateurs de régulation incitative au-delà du raisonnable.

**ENGIE**

Sans avis

Si la CRE souhaite reconduire ce mécanisme pour certains projets dont le budget est inférieur à 20 M€ (investissements hors grands projets), ENGIE considère que cela doit garder un caractère exceptionnel comme cela a été le cas sur la période ATS3.

En effet, les audits des budgets d'investissement représentent une charge de travail importante et in fine, un coût significatif, pour les équipes projet des opérateurs. Ce coût vient s'ajouter aux dépenses d'exploitation des opérateurs, que le régulateur cherche à limiter.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Oui.

**TotalEnergies Gas & Power**

Oui.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF**

Non

Défavorable

L'extension du dispositif de régulation incitative appliqué aux projets supérieurs à 20 M€ aux investissements de moindres coûts ne paraît pas efficiente au regard de la complexité et des coûts de traitement induits, sans garantie que cela génère un bénéfice pour la collectivité.

**GRTgaz**

Oui

GRTgaz n'est pas opposé à la reconduction de ce mécanisme mais appelle à ce que ce mécanisme reste proportionné aux gains escomptés : les audits représentent une charge importante pour les équipes concernées et une source de ralentissement des projets. Les impacts des audits sur le planning et la conduite des projets doivent rester limités afin de ne pas dégrader l'efficacité de l'opérateur.

**Storengy France**

Oui

Storengy est favorable à la reconduction du dispositif. Cependant, les audits sur les budgets cibles doivent conserver un caractère exceptionnel pour ne pas être contreproductifs puisque les coûts engendrés sont supportés par l'opérateur dans une démarche qui cherche justement à les limiter.

**Autres acteurs****FNME-CGT**

La FNME CGT y est défavorable pour les raisons invoquées dans notre réponse à la question précédente.

**FCE CFDT**

Oui

Voir Q16

**Particulier**

Oui

**Un particulier**

Oui

Toujours sans faire de procès d'intention, et en lien d'ailleurs avec la définition du seuil optimal, cette possibilité est un mécanisme dissuasif. En ce sens, vu les deux points précédents, il est fondé économiquement.

**Question 18 : Etes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructure » ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Favorable

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements hors infrastructure.

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz est favorable dans l'ensemble à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures », à l'exception du cas du volet SI. En effet, les trajectoires définies en début de période peuvent s'avérer difficiles à tenir pour les opérateurs, dans la mesure où ils n'ont pas tous les leviers à leur main. Par ailleurs, les évolutions réglementaires en cours de période sont susceptibles de nécessiter des développements SI de la part des opérateurs d'infrastructures pouvant être importants et qu'il n'est en tout état de cause pas possible d'anticiper en début de période. Dès lors, la pertinence du maintien d'une incitation à 100 % sur les charges SI est à interroger.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Favorable

SEFE M et T is in favour of renewing the cost control incentive system for "non-infrastructure" investments.

**EDF**

Défavorable

EDF est défavorable à l'incitation de 100% des charges SI car il s'agit d'activités stratégiques, notamment les enjeux de digitalisation du réseau qui sont au cœur de l'évolution de l'activité du gestionnaire de réseau sur lesquelles ils n'ont pas la totale maîtrise.

**ENGIE**

Favorable

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

ENGIE est favorable à la reconduction du dispositif

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF est favorable à la reconduction ce dispositif d'incitation.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP est favorable à la reconduction ce dispositif d'incitation.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRDF**

Favorable

GRDF est favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures ».

Toutefois, GRDF attire l'attention de la CRE sur la nécessité de réintégrer dans le mécanisme de couverture au CRCP certains grands projets SI qui ne relèvent pas de choix politiques des opérateurs mais leur sont imposés par les éditeurs (d'ERP notamment) et/ou par des évolutions réglementaires (en termes de cybersécurité ou mise à disposition de données par exemple), avec des effets prix qui ne sont pas forcément anticipables et maîtrisables compte tenu de la structure des marchés dans le domaine SI. Ce mécanisme nous semble bien plus transparent et efficace afin de couvrir le risque financier des opérateurs, et éviterait les régularisations ex-post entre périodes tarifaires envisagées par la CRE en cas de report de projet d'ampleur.

**GRTgaz**

Favorable

Dans l'ensemble, GRTgaz est favorable à la reconduction du mécanisme d'incitation des charges « hors infrastructures ».

GRTgaz s'interroge cependant sur les modalités de retraitement de la trajectoire fixée pour les grands projets inclus dans la trajectoire mais non réalisés. Le retraitement des grands projets prévus mais non réalisés doit également prendre en compte la contrainte créée par la nécessaire prise en compte par l'opérateur en cours de période d'évolutions réglementaires non prévues dans le cadre d'une trajectoire de charges fixée et incitée à 100%. Des éventuels retraitements devront dans tous les cas faire l'objet d'une analyse au cas par cas.

GRTgaz rappelle également que la fixation d'une trajectoire ex-ante sur une période longue de 4 ans pour l'ensemble des dépenses hors réseau n'est pas forcément compatible avec la rapidité des évolutions du secteur des systèmes d'information ou des évolutions réglementaires dans les secteurs de la mobilité et des bâtiments.

**Storengy France**

Favorable

Storengy est favorable à la reconduction en ATS3 du dispositif existant en ATS2.

**Autres acteurs**

**FNME-CGT**

La FNME CGT n'y est pas favorable. Il lui semble plus pertinent de considérer les investissements dans leur globalité au lieu de les prendre isolément. Si par exemple une amélioration SI peut conduire à éviter des investissements plus importants dans le domaine non incité, l'opérateur peut être tenté de s'en abstenir dans le cadre d'un tel mécanisme, au détriment des utilisateurs finaux.

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

**FCE CFDT**

Ni favorable, ni défavorable

La CFDT n'a pas de remarque sur ce point.

**Particulier**

Favorable

**Un particulier**

Favorable

Ce mécanisme permet en théorie une absence d'arbitrage. Il est donc, en l'absence d'alternative à proposer, à conserver.

**Question 19 : Etes-vous favorable à l'harmonisation du cadre de régulation d'actifs SI de Teréga avec le cadre appliqué aux autres opérateurs ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Favorable

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ comprend le souhait de la CRE d'inciter à la maîtrise des coûts les investissements SI de Téréga de la même manière que pour les autres opérateurs. Il ne faudrait pas toutefois que cette harmonisation pénalise Téréga.

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

N/A

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

**EDF**

Favorable

L'expérimentation menée lors de l'ATS2 et l'ATRT7 n'ayant pas permis de conclure à une meilleure efficacité du mécanisme proposé par Teréga, il n'a pas lieu d'appliquer un cadre de régulation différent pour Teréga.

**ENGIE**

Favorable

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**



Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

De manière générale TEEGF est favorable à l'harmonisation des règles applicables aux opérateurs plutôt que d'avoir des traitements différenciés par opérateur.

**TotalEnergies Gas & Power**

De manière générale TEGP est favorable à l'harmonisation des règles applicables aux opérateurs plutôt que d'avoir des traitements différenciés par opérateur.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRDF**

Favorable

GRDF est favorable à l'harmonisation du cadre de régulation des actifs SI de Teréga avec le cadre appliqué aux autres opérateurs.

**GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz ne se prononce pas.

**Storengy France**

Ni favorable, ni défavorable

Storengy ne se prononce pas.

**Autres acteurs**

**FCE CFDT**

Ni favorable, ni défavorable

La CFDT n'a pas de remarque sur ce point.

**Particulier**

Ni favorable, ni défavorable

**Un particulier**

Ni favorable, ni défavorable

Il est difficile de se prononcer sur une durée d'expérimentation courte relativement et sans détails supplémentaires. Néanmoins, il est facile de voir le risque de surestimer la trajectoire ex ante puis de réaliser un arbitrage (sans faire de procès d'intention).

**Question 20 : Partagez-vous le bilan positif fait par la CRE sur la régulation incitative des ventes de capacité de stockage ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Oui

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ partage le bilan positif fait par la CRE sur la régulation incitative des ventes de capacités de stockage, mais souligne toutefois que la crise russo-ukrainienne et ses conséquences sur la sécurité d'approvisionnement ont conduit les expéditeurs à utiliser au maximum les capacités de stockages disponibles. Dans ces conditions, il est plus difficile de mesurer les conséquences de la régulation incitative.

Plus généralement, l'UPRIGAZ souscrit pleinement à une régulation incitative qui maximise à la fois les capacités réservées et leur rémunération afin de minimiser le terme d'ajustement au tarif de transport.

**France Gaz**

Oui

France Gaz partage le bilan positif fait par la CRE de la régulation incitative des ventes de capacité de stockage, a fortiori dans le nouveau cadre qui offre de la souplesse aux opérateurs pour positionner les enchères en fonction des conditions de marché et ainsi maximiser leur revenu.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T**

Oui

SEFE M et T share the positive assessment made by the CRE.

**EDF**

Non

EDF reste dubitatif sur le caractère incitatif de la régulation mise en œuvre par la CRE.

- Le calcul du bonus repose sur des facteurs que les opérateurs de stockage ne maîtrisent pas. Les recettes d'enchères sont dépendantes de la valeur des spreads saisonniers. De même, le premium des enchères est lié à la volatilité anticipée par le marché, à la performance du stockage et aux taux d'intérêt.
- C'est la CRE qui fixe les modalités des enchères, qui oriente les volumes commercialisés pour chaque échéance et qui décide le niveau de prix de réserve (nul pour une livraison en N+1 et selon une formule pour les livraisons N+2 à N+4).

Dans ces conditions, les opérateurs de stockage ont très peu de marges de manœuvre pour influencer les volumes vendus et ce qui est proposé ne fait pas toujours consensus parmi les acteurs de marché. Par exemple, la multiplication des enchères avec parfois avec un préavis de deux jours ne recueille pas la pleine adhésion des acteurs.

Ainsi, EDF considère qu'une grande partie du bonus n'est pas liée à des actions effectuées par les opérateurs de stockage et peut les pousser à faire des propositions qui ne recueillent pas l'adhésion des acteurs. Par conséquent, on peut s'interroger sur le caractère incitatif et pertinent du mécanisme proposé et in fine de son maintien.

**ENGIE**

Oui

ENGIE partage la position de la CRE et reste favorable à une régulation incitative de la commercialisation des capacités.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF constate que la régulation incitative des ventes de capacités de stockage dans ses principes actuels conduit parfois à une rémunération des opérateurs de stockage qui ne reflète pas leurs efforts mais sont davantage la conséquence de situations de marché, du contexte géopolitique ou bien encore de la performance

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

technique des stockages. Le contexte de marché chahuté de ces dernières années rend plus difficile la mesure des conséquences de la régulation incitative.

### **TotalEnergies Gas & Power**

TEGP constate que la régulation incitative des ventes de capacités de stockage dans ses principes actuels conduit parfois à une rémunération des opérateurs de stockage qui ne reflète pas leurs efforts mais sont davantage la conséquence de situations de marché, du contexte géopolitique ou bien encore de la performance technique des stockages. Le contexte de marché chahuté de ces dernières années rend plus difficile la mesure des conséquences de la régulation incitative.

## **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

### **GRDF**

Sans avis

GRDF n'a pas d'avis sur cette question.

### **GRTgaz**

Sans avis

### **Storengy France**

Oui

La période ATS2 a montré la difficulté de commercialiser les produits les moins attractifs vu du marché (produits Serene les plus lents). La Délibération n° 2022-251 a été un facteur clé de succès, permettant aux équipes commerciales de multiplier les guichets de vente pour les positionner au plus proche des intérêts des fournisseurs : plus d'une cinquantaine d'enchères ont été nécessaires afin de vendre l'intégralité des capacités de stockage pour l'hiver 23/24, évitant ainsi l'activation du filet de sécurité.

Storengy France poursuit, sous réserve de faisabilité technique et de conditions de marché adéquates, la commercialisation de capacités de stockage sous forme de produits spots ou non standards :

- cela a notamment été le cas pour l'hiver 22/23, avec des ventes qui auraient généré un bonus négatif si non neutralisé par la CRE dans la Délibération n° 2023-05 ;
- cette délibération permet à Storengy France de poursuivre cette proactivité commerciale pour l'hiver 23/24.
- à maximiser la commercialisation et la souscription de capacités de stockage, notamment en les incitant à commercialiser des produits non standards et spots ;
- à générer les revenus d'enchères les plus élevés possibles, tout en les protégeant du risque de malus.

Storengy France a proposé dans son dossier ATS3 de maintenir la formule du bonus de commercialisation définie dans la Délibération n° 2023-05, tout en se montant disponible pour améliorer ce système.

## **Autres acteurs**

### **FNME-CGT**

La FNME CGT se félicite de la commercialisation de l'intégralité des capacités de stockages depuis l'entrée en régulation. Il n'est cependant pas évident que les performances commerciales, notamment les prix de vente et les premiums d'enchères, soient liés à la mise en place d'une régulation incitative. Les recettes et les premiums sont liés aux conditions de marché, aux caractéristiques techniques des stockages, à leur situation géographique au nombre d'acheteurs potentiels, autant de facteurs qui ne sont pas maîtrisables par les opérateurs. La FNME CGT est en revanche très favorable à ce que tout bonus soit conditionné à l'atteinte d'un niveau de souscription supérieur au niveau de stocks permettant garantir la sécurité d'approvisionnement, comme c'est le cas actuellement.

**FCE CFDT**

Sans avis

La CFDT n'a pas de remarque sur ce point.

**Particulier**

Oui

**Un particulier**

Oui

A l'aune de l'objectif de sécurité d'approvisionnement et d'un bonus en poids relatif significatif mais maîtrisé, cette régulation incitative remplit a priori ses objectifs à un coût raisonnable pour le consommateur.

**Question 21 : Êtes-vous favorable aux évolutions de la formule de calcul du bonus de commercialisation envisagées par la CRE ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Favorable

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

Oui

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz est favorable aux évolutions de la formule de calcul envisagées par la CRE, à condition que le plafonnement du bonus global de chaque opérateur soit supprimé.

France Gaz est en revanche défavorable à l'évolution concernant les ventes de court terme ; ces ventes peuvent représenter des sources d'optimisation intéressantes et le maintien d'une incitation à 10 % paraît pertinent.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

**EDF**

Défavorable

EDF n'est pas favorable à la formule envisagée car elle repose sur des paramètres non maîtrisables par les opérateurs de stockage.

**ENGIE**

Défavorable

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

ENGIE constate que la régulation incitative pour la commercialisation des capacités de stockage a été un succès (avec une commercialisation dynamique y compris dans des périodes où le contexte de marché n'était pas favorable aux souscriptions). Dans ce contexte, ENGIE est favorable à une pérennisation de la formule du bonus de commercialisation définie lors de la dernière mise à jour tarifaire pour la future période ATS3. En particulier, le maintien d'un plafonnement global sur l'ensemble de la campagne de commercialisation constitue un garde-fou suffisant contre le risque de bonus trop élevé. Ce plafond ne nécessite pas d'être décliné enchère par enchère.

#### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF est favorable à la réduction de la part du premium car elle apparaît comme dépendant bien plus de facteurs exogènes aux opérateurs de stockage que de leur performance. En revanche, TEEGF n'est pas favorable à une compensation de cette réduction par augmentation de la part proportionnelle aux recettes.

#### **TotalEnergies Gas & Power**

TEGP est favorable à la réduction de la part du premium car elle apparaît comme dépendant bien plus de facteurs exogènes aux opérateurs de stockage que de leur performance. En revanche, TEGP n'est pas favorable à une compensation de cette réduction par augmentation de la part proportionnelle aux recettes.

### **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

#### **GRDF**

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question.

#### **GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

#### **Storengy France**

Défavorable

Storengy France souhaite poursuivre la réflexion avec la CRE pour mieux valoriser les efforts commerciaux. Il conviendra notamment d'identifier les paramètres clés.

Storengy n'est pas opposé à une évolution de la formule bonus consistant à diminuer la part liée au spread et augmenter celle liée aux recettes.

Toutefois Storengy considère que la formule de la CRE pourrait être améliorée en augmentant le pourcentage lié aux ventes spot.

Storengy considère également qu'un plafonnement du bonus commercial global annuel sur la base d'un pourcentage du Revenu Autorisé serait plus opportun que de plafonner le bonus de chaque enchère sur un pourcentage d'un revenu de l'enchère (système peu incitatif pour les produits les plus lents).

Par ailleurs, Storengy est favorable au maintien des 10% sur les ventes spots qui ne sont pas produits standards (produit été/été). Ces ventes participent au maintien de la performance des stockages et donc à la sécurité d'approvisionnement en gaz.

De plus, les capacités commercialisées au titre des capacités inter-état devraient faire l'objet d'un bonus (portant sur le revenu de ces ventes): l'absence d'un tel bonus n'incite pas l'opérateur à maximiser ces ventes.

### **Autres acteurs**

#### **FNME-CGT**

La FNME CGT est favorable aux évolutions de la formule de calcul du bonus de commercialisation envisagées par la CRE, qui priorisent les souscriptions en volumes et favorisent la commercialisation des produits lents et les

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

ventes long terme. Ces dispositions semblent en effet aller dans le sens d'une plus grande sécurité d'approvisionnement et limiter la dépendance de l'incitation aux conditions de marché extrêmes.

**FCE CFDT**

Ni favorable, ni défavorable

La CFDT n'a pas de remarque sur ce point.

**Particulier**

Favorable

**Un particulier**

Favorable

Dans la mesure où il s'agit d'éliminer des biais qui peuvent conduire notamment à des premiums en sens contraire de la réalité de l'atteinte des objectifs de commercialisation le cas échéant, ou au contraire créer des « bonus mécaniques », la mise à jour de la formule tout en s'assurant de plafonner les bonus relatifs à chaque partie (fraction relative aux recettes d'enchères d'une part et somme des premium d'enchères des produits standard d'autre part), va dans le bon sens.

L'arbitre demeurera le réalisé ATS3 le moment venu pour juger de la pertinence empirique des ajustements opérés, sauf crise exceptionnelle qui viendrait obérer les fondamentaux du marchés, ce qui du reste a été le cas en ATS2 (via l'inversement des spread été-hiver notamment).

**Question 22 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur une éventuelle régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des opérateurs de stockage ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Oui

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ, sur un plan général, n'est pas favorable à la mise en place d'une régulation incitative sur les émissions de GES. En effet, la régulation incitative doit porter exclusivement sur la qualité du service offert aux expéditeurs et sur les éléments qui concourent à la maîtrise des coûts. Si de nouvelles prescriptions sur les émissions de GES ou de méthane devaient être prises, il appartiendra aux opérateurs de stockage de les respecter, et éventuellement de supporter les pénalités en cas de non-respect de la réglementation.

**France Gaz**

Oui

France Gaz partage l'analyse de la CRE et considère qu'une éventuelle régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des opérateurs de stockage serait à considérer une fois le cadre européen stabilisé.

De manière générale, il conviendra de veiller à ce que les opérateurs d'infrastructures disposent des moyens financiers leur permettant de mettre en oeuvre les actions nécessaires au respect des règles européennes en la matière.

## Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

### SEFE M et T

Oui

SEFE M et T is in favour of the CRE's analysis on a possible incentive regulation of greenhouse gas emissions linked to the missions of the SSOs as long as gas transmission capacities are not impacted.

### EDF

Oui

EDF est favorable à étudier régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre.

Par ailleurs, EDF considère que l'indicateur portant sur le respect des programmes de maintenance des opérateurs de stockage est le plus important. Il est essentiel que les opérateurs continuent à être incités au respect de ces programmes.

### ENGIE

Non

Les achats de quotas de CO2 font partie des charges d'énergie et sont donc déjà en partie incitées. On peut toutefois penser que les émissions de CO2 liées à la combustion (compression) sont peu manœuvrables car essentiellement liées aux nominations des clients, et la mise en place d'un système de bonus / malus fortement incitatif pour ces émissions « combustion » n'aurait donc pas grand sens.

En revanche, concernant les émissions de méthane, nous partageons l'approche proposée par la CRE consistant en l'étude d'une mise en place d'un tel cadre incitatif, une fois le règlement européen sur la réduction des émissions de méthane sera connu et selon les marges de manœuvre. La mise en œuvre d'un cadre incitatif à partir de l'ATS4 paraît ainsi approprié.

### TotalEnergies Electricité et Gaz France

Comme la CRE, TEEGF constate à regret que les performances des opérateurs de stockage en termes d'émissions de GES se sont dégradées. TEEGF s'attend à ce que les opérateurs français soient des leaders dans ce domaine indépendamment de toute incitation financière. TEEGF, sur un plan général, n'est pas favorable à la mise en place d'une régulation incitative sur les émissions de GES, mais est davantage favorable à l'introduction de régulation punitive en cas de manquement.

### TotalEnergies Gas & Power

Comme la CRE, TEGP constate à regret que les performances des opérateurs de stockage en termes d'émissions de GES se sont dégradées. TEGP s'attend à ce que les opérateurs français soient des leaders dans ce domaine indépendamment de toute incitation financière. TEGP, sur un plan général, n'est pas favorable à la mise en place d'une régulation incitative sur les émissions de GES, mais est davantage favorable à l'introduction de régulation punitive en cas de manquement.

## Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

### GRDF

Oui

GRDF partage la position de la CRE d'attendre la publication du règlement européen pour statuer sur une éventuelle régulation incitative sur les émissions de gaz à effet de serre. Cela rejoint la posture proposée précédemment en termes de trajectoires et de cadre réglementaire envisagé sur les effets du prochain règlement européen relatifs aux émissions de méthane.

**GRTgaz****Oui**

La mise en place d'une régulation incitative sur les émissions de gaz à effet de serre serait cohérente avec les enjeux climatiques et la responsabilité d'une entreprise énergétique sur la maîtrise de ses émissions. Toutefois, le règlement européen sur les émissions de méthane sera très prescriptif sur les moyens à mettre en œuvre pour réduire les émissions de méthane et prévoit des pénalités financières en cas de non-respect de certaines exigences. Une régulation incitative sur les émissions de méthane pourrait être plus vertueuse que l'application de pénalités sur des moyens disproportionnés à mettre en œuvre, mais GRTgaz propose de mener cette réflexion en coordination avec la définition française des pénalités à appliquer en vertu de l'article 30 « penalties » du futur règlement européen.

**Storengy France****Oui**

Sur le fond, Storengy comme pour la réponse à la question 11, partage l'avis de la CRE sur le fait que « *Le règlement européen visant à réduire les émissions de méthane dans le secteur énergétique de l'UE sera adopté prochainement. Ce règlement va notamment introduire un cadre commun sur les mesures et le reporting des émissions de méthane, l'obligation de recherches et de réparations des fuites de méthane sur les installations, ainsi que l'interdiction de certaines pratiques (mise à l'évent, torchage).* »

*Le futur règlement imposera des obligations aux opérateurs d'infrastructures gazières. »*

En amont du règlement européen, une prise en compte des besoins des opérateurs dès à présent est nécessaire afin de poursuivre la démarche de réduction des émissions de méthane engagé dans l'OGMP.

Par ailleurs, le bon dimensionnement des moyens humains et financiers - permettant à Storengy de réduire ses émissions de méthane - est un préalable à la mise en place éventuelle par la CRE d'une régulation incitative.

**ELENGY****Non**

Elengy ne partage pas l'analyse de la CRE. En effet, un règlement européen s'appliquera aux opérateurs de stockage, et une régulation incitative ne donnerait pas d'effet supplémentaire sur la maîtrise des coûts des opérateurs.

**Autres acteurs****FNME-CGT**

La FNME CGT y est favorable : l'incitation peut s'entendre en l'absence de réglementation. Il ne faudra pas en revanche qu'une incitation se traduise par un bonus qui serait lié au simple respect de la réglementation lorsque celle-ci sera en place. La FNME CGT engage quoi qu'il en soit la CRE à dimensionner les moyens alloués, notamment humains, en cohérence avec les objectifs visés. La R&D&I dans ce domaine ne doit par ailleurs pas représenter une variable d'ajustement.

**FCE CFDT****Non**

La CFDT pense qu'il est indispensable de réduire à tout prix les émissions de gaz à effet de serre des opérateurs de stockage et que cette action ne doit pas souffrir d'arbitrages.

Dans ce contexte il semble indispensable de donner les moyens aux opérateurs d'atteindre les objectifs demandés par la réglementation (actuelle et future), voire aller au-delà et donc de sanctuariser les moyens humains et financiers associés.

**Particulier**



Oui

**Un particulier**

Oui

Le premier indicateur introduit permet d'obliger l'opérateur de s'assurer à un pas de temps raisonnable, si ce n'est déjà fait, du respect des programmes de maintenance pour éviter des indisponibilités. En ce sens, il s'agit de prévenir les incidents « gérables ».

L'indicateur de suivi de mise à disposition des informations en cas d'évènement exceptionnel inscrit une pratique, du reste, intégrée par les opérateurs de stockage si l'on juge par le délai de préavis mentionné par la CRE aux expéditeurs le cas échéant.

L'incitation financière des émissions de gaz à effet de serre « va dans le sens de l'histoire » et permet d'ailleurs d'être cohérent avec le règlement européen à venir. La question pourra être néanmoins des coûts à faire supporter par le tarif pour complaire aux critères idoines. Si l'on raisonne à terme, le coût de l'inaction et donc de l'absence d'incitation à court-terme sera supérieur à celui d'une incitation tardive à la fois pour l'opérateur et pour le consommateur, si l'on s'appuie sur la diversité des études économiques sur le sujet plus large. Du reste, l'incitation financière en cause participera à l'internalisation partiel d'un coût social. Elle est donc bien fondée du point de vue microéconomique.

**Question 23 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE pour le tarif ATS3 ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Oui

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ partage le souci de la CRE de conserver le modèle de régulation incitative de la R&D et de l'innovation mise en place au cours de la précédente période tarifaire et n'a pas d'objection à ne pas reconduire le dispositif de guichet smart grid qui n'a pas été utilisé.

**France Gaz**

Oui

France Gaz n'a pas de remarque particulière concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE, à l'exception du dispositif de guichet smart grids. En effet, France Gaz considère qu'il pourrait être intéressant de conserver ce dispositif, quand bien même il n'a pas été utilisé lors de la période tarifaire précédente.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T**

Sans avis

No comments.

**EDF**

Oui

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

EDF est favorable au maintien du cadre actuel, en particulier le maintien d'une possible révision de la trajectoire à mi-période tarifaire.

### **ENGIE**

Oui

ENGIE juge le cadre de régulation incitative sur la R et D et l'innovation vertueux. Le fait que les charges de R et D et I sont suivies à part des autres charges permet d'inciter les opérateurs à réaliser les actions de R et D et I nécessaires à la préparation de l'avenir et ce dans des budgets maîtrisés. ENGIE souligne l'importance que les budgets soient fixés de manière à laisser suffisamment de latitude aux opérateurs pour effectuer les travaux de R et D et I nécessaires à leur activité et à la préparation des transformations à venir.

### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF est favorable à la conservation du modèle de régulation incitative de la R&D et de l'innovation mise en place au cours de la précédente période tarifaire.

Fort du constat de l'absence d'utilisation du guichet smart grid, TEEGF est favorable à ne pas le reconduire.

### **TotalEnergies Gas & Power**

TEGP est favorable à la conservation du modèle de régulation incitative de la R&D et de l'innovation mise en place au cours de la précédente période tarifaire.

Fort du constat de l'absence d'utilisation du guichet smart grid, TEGP est favorable à ne pas le reconduire.

## **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

### **GRDF**

Oui

GRDF est favorable aux dispositifs décrits par la CRE, notamment la production du rapport public R et D biennuel qui permet d'analyser avec un pas de temps plus long les actions engagés par les opérateurs et donne de la visibilité publique sur les inflexions prises en la matière.

GRDF s'interroge toutefois sur la proposition de la CRE de supprimer le guichet Smart Gas Grid qui, bien qu'il n'ait pas été utilisé sur la période tarifaire actuelle, apporte une flexibilité potentiellement utile intra-période tarifaire sur un sujet évolutif. GRDF serait favorable au maintien de ce dispositif.

### **GRTgaz**

Non

GRTgaz n'a pas de remarque complémentaire à ajouter concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE.

### **Storengy France**

Oui

Storengy partage la proposition de la CRE de poursuivre le dispositif actuel.

Par ailleurs les objectifs Fit for 55 et REPower de développement des gaz verts conduisent Storengy à intensifier en ATS3 ses actions de R et D afin d'être en mesure d'accueillir massivement le biométhane dans ses installations.

## **Autres acteurs**

**FNME-CGT**

Il y a un fort enjeu de R&D&I pour valider l'acceptabilité des nouveaux gaz au niveau de l'ensemble des infrastructures. Il est de la responsabilité de tous de permettre la pérennisation des sites industriels qui accueilleront les gaz décarbonés de demain. Comme la FNME CGT l'a écrit précédemment, les orientations de R&D&I sont à ses yeux trop restrictives tant en termes de moyens alloués qu'en termes de domaines. Elle estime qu'elles vont à l'encontre d'une maîtrise dans la durée des coûts dans un contexte de baisse des consommations de méthane.

La FNME CGT accueille favorablement l'orientation de la CRE consistant à réviser la trajectoire de R&D&I en cours de période tarifaire mais ne comprend pas pourquoi, les dépenses de certains opérateurs n'ont pas été couvertes lors de la dernière période tarifaire : il s'agit là d'une limite de l'incitation asymétrique. Si ces dépenses étaient justifiées, elles auraient dû selon la FNME CGT être couvertes par le tarif.

Par ailleurs, la FNME CGT constate que le mécanisme prévu n'a pas été suffisant pour inciter certains opérateurs à dépenser les budgets alloués : la FNME CGT souhaite que toute sous-consommation soit justifiée auprès du régulateur pour distinguer les effets des éventuels renoncements.

**FCE CFDT**

Oui

La CFDT pense que la recherche ne doit pas entrer dans un cadre incitatif de maîtrise et optimisation financière car indispensable aux transformations futures des stockages afin d'accompagner la transition vers les nouveaux gaz.

Néanmoins une revue des objectifs en milieu de période semble appropriée afin de suivre les évolutions rapides des cibles dans ce domaine.

**Particulier**

Sans avis

**Un particulier**

Oui

Sur le principe du cadre de régulation, il est en effet souhaitable de pousser un monopole à investir dans la R et D et I sachant qu'en l'absence de concurrence, il n'y a pas nécessairement d'incitation en ce sens, sauf menace existentielle, en l'occurrence pour les opérateurs de stockage, l'adaptation à l'hydrogène.

Sur le fond, il serait souhaitable d'évaluer la pertinence des projets de R et D et I choisis antérieurement sur le long terme et privilégier ceux qui permettent de réelles avancées technologiques et de productivité.

Aussi, des synergies entre opérateurs gaziers doivent pouvoir exister. Il sera difficile de prévoir une enveloppe commune mais des investissements compartimentés sur des secteurs connexes bien que distincts n'est pas nécessairement le choix le plus optimal. Une analyse des rapports des opérateurs sur la R et D et I idéalement permettrait d'y voir plus clair, ce qui nécessiterait un investissement personnel non négligeable.

**Question 24 : Considérez-vous que mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour la prendre en compte directement dans le taux de rémunération apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ? Avez-vous des remarques pour sa mise en œuvre (méthode, progressivité, etc.) ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Oui

Au CLEEE nous considérons que la décorrélation entre la hausse des coûts générés par l'adaptation des réseaux à Horizons 2050 et la baisse tendancielle du nombre d'utilisateurs de gaz rendra la hausse tarifaire non soutenable pour les utilisateurs, notamment industriels. La fin d'indexation de la BAR sur l'inflation nous semble

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

indispensable et nous soutenons cette mesure. Elle sera cependant insuffisante pour remédier à la hausse globale des tarifs et la problématique de hausse des coûts pour les consommateurs.

### **Associations professionnelles**

#### **UPRIGAZ**

Compte tenu des informations figurant dans la note technique, l'UPRIGAZ n'est pas en mesure d'évaluer les conséquences sur le niveau tarifaire des propositions avancées par la CRE.

L'UPRIGAZ souhaite en revanche que les évolutions soient progressives pour ne pas conduire à des évolutions brutales des tarifs.

#### **France Gaz**

Oui

France Gaz considère que la piste envisagée par la CRE consistant à mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour la prendre en compte directement dans le taux de rémunération constitue une évolution très importante du cadre réglementaire par rapport à ce qui est pratiqué depuis des années maintenant. Une application progressive apparaît nécessaire pour permettre à tous les acteurs d'appréhender le mécanisme et pour lisser ses effets et en particulier la hausse tarifaire qui en résultera.

Dès lors, France Gaz considère que cette évolution, si elle est décidée, ne devrait s'appliquer qu'aux nouveaux investissements dans le cadre de l'ATS3.

En tout état de cause, France Gaz souligne que la mise en oeuvre de cette évolution est indissociable de la question du niveau de CMPC, qui doit garantir une juste rémunération des investissements réalisés par les opérateurs, a fortiori pour ceux qui ont été approuvés par la CRE.

### **Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

#### **SEFE M et T**

Non

SEFE M et T is not favour of the end of indexing the BAR to inflation and factoring it directly into the remuneration rate. Indeed, this decision will lead to a substantial increase of the capacity tariffs in a short term due to increase of CCN part in the SSOs' remuneration.

#### **EDF**

Oui

Voir réponse à la question 26

#### **ENGIE**

Non

ENGIE observe que le modèle de la régulation gazière en France (BAR inflatée, WACC réel) est similaire à celui de nombreuses régulations en Europe et plus largement dans le monde. La stabilité de la régulation a une forte valeur qui doit être préservée et l'abandon du modèle actuel pour le modèle des électriciens (BAR non inflatée, WACC nominal) constituerait une rupture brutale pour les opérateurs et l'ensemble des parties prenantes. Il entraînerait également une hausse sensible de la facture globale du stockage puisque le WACC nominal est supérieur au WACC réel du montant de l'inflation. Cette hausse s'ajouterait à celle provoquée par l'inflation de ces deux dernières années.

ENGIE considère que cette réflexion sur la maîtrise de la BAR à plus ou moins long terme doit s'inscrire dans le cadre d'une réflexion plus large sur une mutualisation des coûts au-delà du seul secteur gazier, qu'il s'agisse des coûts de maintien ou des coûts d'adaptation à un paysage énergétique en mutation. Les infrastructures gazières

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

jouent en effet un rôle clef pour la résilience de l'ensemble du système énergétique et leur valeur assurantielle devra pouvoir être rémunérée dans un système plus large allant au-delà des seuls utilisateurs des infrastructures de gaz.

Pour l'ensemble de ces raisons, rupture brutale avec le modèle actuel et fort renchérissement du tarif, ENGIE est fermement opposé à la mise en œuvre du modèle régulé fondé sur un WACC nominal et une non inflation de la BAR dès l'ATS3. Si celui-ci devait in fine être mis en œuvre afin d'éviter les risques de ciseau tarifaire à moyen terme, ceci devra être préparé entre la CRE et les opérateurs et ne pourra se faire qu'à partir de l'ATS4. ENGIE souligne également l'importance que ce changement de modèle, s'il devait être mis en œuvre, n'entraîne aucune perte de valeur pour les opérateurs et leurs actionnaires.

#### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF n'est pas favorable à ce changement de méthode qui induirait une hausse immédiate de coût qui n'a pas été anticipée.

De plus, il convient de rappeler qu'en parallèle, d'autres facteurs hors molécule contribuent à la hausse de la facture finale de l'utilisateur, comme l'augmentation à venir du taux de TICGN. A méthode constante, la hausse des tarifs pour couvrir les CCN pose déjà question en termes de soutenabilité.

De tels changements ne peuvent être considérés qu'avec une anticipation certaine et avec des mesures d'accompagnement tel qu'un lissage sur plusieurs années.

#### **TotalEnergies Gas & Power**

TEGP n'est pas favorable à ce changement de méthode qui induirait une hausse immédiate de coût qui n'a pas été anticipée.

De tels changements ne peuvent être considérés qu'avec une anticipation certaine et avec des mesures d'accompagnement tel qu'un lissage sur plusieurs années.

### **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

#### **GRDF**

Non

GRDF estime que le passage à une BAR désindexée est une solution pertinente pour limiter les risques de hausse du cout unitaire d'acheminement à terme. Toutefois, eu égard à la hausse immédiate des CCN provoquée par le passage à une rémunération nominale de la BAR, GRDF est défavorable à la mise en œuvre de la désindexation de la BAR sur la période tarifaire ATS3.

#### **GRTgaz**

Non

La désindexation réduirait la BAR à long terme, mais sa mise en œuvre induirait une hausse du revenu autorisé à court terme. Compte tenu de l'irréversibilité de ce changement de modèle et du contexte actuellement peu propice à une hausse supplémentaire du tarif, GRTgaz n'est pas favorable à une mise en œuvre dès la prochaine période tarifaire. De façon générale, GRTgaz rappelle son attachement à la stabilité et à la prévisibilité du cadre de régulation, toute rupture de modèle ne pouvant se concevoir sans permettre une anticipation suffisante de la part des acteurs de marché.

#### **Storengy France**

Non

Storengy et l'expert indépendant mandaté pour définir le niveau du CMPC font état que le modèle de la régulation gazière en France (BAR inflatée, WACC réel) est le modèle de nombreuses régulations en Europe. Storengy est attaché à la stabilité de la régulation et la remise en cause du modèle actuel pour le modèle des électriciens (BAR

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

non inflatée, WACC nominal) constituerait une rupture soudaine, brutale et qui n'a pas été anticipé pour les opérateurs, leurs actionnaires et le marché.

Storengy est parfaitement conscient de l'enjeu pour la CRE de maîtriser le risque de spirale tarifaire et à ce titre à proposer un ensemble de mesures :

- (i) des amortissements accélérés de certains actifs non compatibles à l'hydrogène sur les sites de stockages salins ; ces sites étant les meilleurs candidats pour une conversion à l'hydrogène à terme.
- (ii) des actions de R et D afin de définir les conditions d'une conversion à l'hydrogène de certains actifs et limiter le risque de coûts échoués qui resteraient à la charge du tarif.

Storengy est opposé à un passage dès l'ATS3 à une BAR « désindexé » basé sur un WACC nominal. Si cette méthode devait être adoptée pour éviter un risque de ciseaux tarifaire, la mise en œuvre devra être préparée et discutée en amont avec la CRE pour être appliquée à partir de l'ATS4.

Ce changement de modèle est très structurant et ne peut pas se faire au détriment de la valeur de Storengy.

### **ELENGY**

#### **Sans avis**

Elengy considère qu'une désindexation de la BAR peut constituer une piste en vue de limiter le coût unitaire d'acheminement à terme, mais souligne qu'une telle évolution :

- nécessiterait un temps de mise en œuvre non négligeable, afin de laisser à tous les acteurs de marché la possibilité d'appréhender le nouveau mécanisme dans son ensemble, car cela constituerait une évolution majeure du cadre réglementaire en application depuis maintenant de nombreuses années en France mais également plus largement dans le monde.
- ne pourrait avoir lieu sans traiter en même temps la question du CMPC, qui doit permettre de garantir une juste rémunération aux opérateurs

Ainsi désindexer dès maintenant la totalité de la BAR et passer à un taux de rémunération nominal pourrait avoir des effets de bords trop importants (rupture brutale avec le modèle actuel et hausse immédiate importante du coût unitaire d'acheminement) et ne nous semble pas opportun à court terme.

Elengy précise que toute évolution du cadre réglementaire qui serait mise en œuvre ne devrait entraîner aucune perte de valeur pour les opérateurs et leurs actionnaires.

### **Autres acteurs**

#### **FNME-CGT**

La FNME CGT comprend la volonté de la CRE de minimiser les coûts de réseau supportés par les futurs utilisateurs (et ainsi éviter le risque d'une spirale haussière des coûts unitaires dans un contexte de baisse des consommations) au travers de l'évolution de la répartition dans le temps des charges de capital. Néanmoins, l'ensemble des évolutions envisagées par la CRE se traduiraient par une hausse artificielle du revenu autorisé de l'ordre de +9% dans un contexte déjà fortement inflationniste et pourraient constituer une rupture brutale de modèle pour des opérateurs qui n'y étaient pas préparés.

La FNME CGT souhaiterait donc voir ces mesures appliquées de manière progressive et concertée avec les opérateurs. La piste envisagée par la CRE d'une désindexation sur un périmètre réduit (nouveaux actifs ou certaines catégories d'actifs) semble raisonnable malgré la complexité supplémentaire qu'elle implique (puisqu'elle suppose la coexistence de deux BAR et de deux taux de rémunération).

#### **FCE CFDT**

#### **Oui**

La CFDT est favorable à une harmonisation de la prise en compte de l'inflation (intégrée ou pas) sur le taux de rémunération de la BAR pour l'ensemble des tarifs réglementés.

**Particulier**

Non

l'indexation doit être basée sur l'inflation. Tout est basé sur l'inflation ou devrait l'être.

**Un particulier**

Oui

Il s'agit d'une partie de la réponse. Néanmoins, à court-terme, dans un contexte inflationniste, ce sera à calibrer de façon à rendre l'évolution tarifaire soutenable à court et moyen-terme. La question centrale est de déterminer ce seuil de soutenabilité. D'ailleurs, il s'agit d'une condition pour ne pas accélérer la décroissance du portefeuille qui en rétroaction augmentera l'évolution tarifaire...

Pour être complet dans l'analyse, il s'agit non seulement de maîtriser le coût d'acheminement à terme mais aussi (sans jugement de valeur) de s'assurer que la rémunération de la BAR aura bien lieu. En effet, il y a deux intérêts en présence à concilier : ceux du consommateur, et ceux de l'opérateur et de son actionnaire. Les deux demeurent légitimes, la question est la conciliation entre les deux et de choisir la temporalité opportune.

**Question 25 : Considérez-vous que le changement de méthode d'amortissement apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Oui

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ souligne que le changement des méthodes d'amortissement aboutit à faire supporter par les clients d'aujourd'hui les possibles coûts échoués qui accompagneront le déclin des consommations de gaz naturel. En période de difficultés économiques, notamment pour les consommateurs gazo-intensifs, il n'est pas certain que le changement des règles d'amortissement se révèle opportun. L'UPRIGAZ est réservée sur cette mesure. L'UPRIGAZ observe que la récente étude sur l'évolution des infrastructures gazières menée par la CRE fait ressortir que la majeure partie de ces infrastructures devrait rester en service après 2050.

**France Gaz**

Non

France Gaz n'est pas favorable au changement de méthode d'amortissement envisagé par la CRE. Une telle évolution aurait pour effet de décorrélérer le niveau des amortissements au titre de la régulation et le niveau des amortissements fiscaux, avec des effets de bord en matière de fiscalité pour les opérateurs.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T**

Non

SEFE M et T considers that this changing of the depreciation method is to the detriment of current market players activity. Indeed, this change will lead to an increase of CCN part and so has an impact on the tariffs in short term.

**EDF**

**Oui**

Voir réponse à la question 26

**ENGIE****Non**

Comme précisé dans la question 24, ENGIE comprend le souhait de la CRE d'assurer une certaine cohérence entre les charges liées à la BAR et les consommations de gaz.

Néanmoins le rôle essentiel des capacités de stockage actuelles est pleinement mis en évidence dans le contexte de la crise énergétique engendrée par la guerre en Ukraine et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en vigueur en prévoit le maintien. Par ailleurs, la modification des flux de gaz, avec la substitution massive de GNL (via FSRU) pour l'approvisionnement de l'Europe, rend le système plus sensible aux aléas, et nécessite un recours accru aux stockages (et sans doute avec un besoin d'accélération de leurs capacités en débits de soutirage et d'injection).

Le changement de méthode d'amortissement générerait une hausse du coût à court terme de façon certaine, et potentiellement importante s'il était mis en place de façon massive. En revanche, des amortissements dégressifs pour certains actifs ciblés (de sorte à ne pas générer des hausses de tarif trop significatives) de durée de vie longue pourraient être envisagés au cas par cas. Les désoptimisations fiscales qui en résulteraient devront alors être prises en charge dans le tarif.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Tout comme pour le point précédent, TEEGF n'est pas favorable à ce changement de méthode qui induirait une hausse immédiate de coût qui n'a pas été anticipée.

Par ailleurs, TEEGF note que la récente étude sur l'évolution des infrastructures gazières menée par la CRE fait ressortir que la majeure partie de ces infrastructures devrait rester en service après 2050. De plus l'essentiel du gaz cousin des stockages français a été amorti de longue date et bien avant la mise en oeuvre de l'ATS. Les bénéfices associés ont donc été déjà largement perçus par les opérateurs de stockages avant même la mise en place de la régulation.

En tout état de cause un tel changement de méthode ne pourrait s'appliquer qu'aux nouveaux investissements (ex : augmentation du volume de gaz coussin) et moyennant une démonstration préalable que la durée d'utilisation des équipements va effectivement être raccourcie et que la valeur ajoutée permise par le dit investissement excède le surcroît de coût, pour ne pas conduire à une situation les clients supportent un coût supérieur à la valeur ajoutée du service fourni.

Enfin, la durée d'amortissement doit s'apprécier également dans une perspective de conversion de l'infrastructure à l'hydrogène, qui à ce stade n'est pas encore clairement établie et pourrait concerner une assiette d'actifs plus ou moins large. En l'absence de réelle certitude sur l'avenir des infrastructures de stockage, il n'apparaît pas opportun de procéder à un tel ajustement dès la prochaine période tarifaire.

**TotalEnergies Gas & Power**

Tout comme pour le point précédent, TEGP n'est pas favorable à ce changement de méthode qui induirait une hausse immédiate de coût qui n'a pas été anticipée.

Par ailleurs, TEGP note que la récente étude sur l'évolution des infrastructures gazières menée par la CRE fait ressortir que la majeure partie de ces infrastructures devrait rester en service après 2050. De plus l'essentiel du gaz cousin des stockages français a été utilisé de longue date et bien avant la mise en oeuvre de l'ATS et les bénéfices associés ont été déjà largement perçus par les opérateurs de stockages.

En tout état de cause un tel changement de méthode ne pourrait s'appliquer qu'aux nouveaux investissements (ex : augmentation du volume de gaz coussin) et moyennant une démonstration préalable que la durée d'utilisation des équipements va effectivement être raccourcie et que la valeur ajoutée par le dit investissement



Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

excède le surcroît de coût, pour ne pas conduire à une situation les clients supportent un coût supérieur à la valeur ajoutée du service fourni.

## **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

### **GRDF**

Non

GRDF n'est pas favorable à l'introduction d'amortissements dégressifs, même limités à une catégorie d'actifs. Ce mécanisme entraînerait des retraitements comptables et fiscaux complexes pour les opérateurs, alors même que l'amortissement dégressif ne correspond à aucune réalité opérationnelle. En effet, un amortissement dégressif traduit l'usure plus forte d'un actif en début de vie qu'en fin de vie, ce qui n'est pas le cas pour les ouvrages réseaux.

### **GRTgaz**

Non

GRTgaz n'est pas favorable au passage en régulation d'un amortissement linéaire à un amortissement dégressif pour l'ensemble des actifs puisque cela introduirait un écart avec la comptabilité et un risque fiscal.

### **Storengy France**

Oui

Le changement de méthode avec des amortissements dégressifs sur certains actifs (avec des durées de vie longues) identifiés et ciblés peut contribuer à limiter une hausse du tarif.

Toutefois, Storengy signale qu'une méthode d'amortissement dégressive s'accompagne de complexités d'applications pratiques ainsi que de problématiques fiscales (accélération du retournement d'amortissement dérogatoires), qu'il conviendrait de solutionner par une prise en charge du tarif avant d'envisager son application.

En parallèle, Storengy souligne aussi la nécessité de ne pas cumuler des méthodes différentes de maîtrise des risques du coût unitaire, afin de garantir la stabilité et lisibilité du cadre réglementaire

A ce titre, si des amortissements dégressifs permettraient théoriquement de limiter le risque de hausse du coût d'acheminement, Storengy considère que la complexité d'application n'en fait pas une méthode à privilégier.

### **ELENGY**

Sans avis

Elengy considère qu'un changement de méthode d'amortissement (vers une méthode de type amortissements dégressifs) est une approche qui pourrait contribuer à limiter le risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme, mais que cela contribuerait à renchérir fortement et de façon certaine les prochains tarifs si elle devait être mise en place sur une part significative de actifs.

## **Autres acteurs**

### **FNME-CGT**

La mesure proposée permettrait en effet de limiter le risque de hausse du coût de transport sur la durée. Étant donné l'impact haussier significatif qu'elle a sur le tarif à court terme, il semble pertinent d'en réserver pour l'instant l'application à des actifs dont on sait qu'ils ne seront pas utilisés sur le long terme.

### **FCE CFDT**

Non

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Téréga et Géométhane (ATS3)

La CFDT considère que ce mécanisme n'incite pas l'actionnaire à trouver des solutions pour convertir si besoin les installations.

**Particulier**

Non

Un amortissement permet à l'entreprise d'investir et de prendre dans ses charges le vieillissement de ses installations

Ce sont des règles comptables, je ne vois pas pourquoi les changer sinon à déstabiliser les opérateurs

**Un particulier**

Oui

Il s'agit d'éviter les coûts échoués et de fait une hausse du coût unitaire d'acheminement, les deux étant liés.

**Question 26 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'utilité de la réduction de la durée d'amortissement pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Sans avis

Cette méthode de réduction de la durée d'amortissement est peut-être pertinente sur quelques actifs. Nous ne sommes pas certains que l'impact soit significatif in fine sur la baisse du coût unitaire d'acheminement.

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ partage les conclusions de la CRE lorsqu'elle estime à ce stade que les situations pertinentes d'application de la réduction de la durée d'amortissement ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires (branchements et conduites d'immeubles en particulier), et qu'elle n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gaziers français. Elle pourrait cependant être appliquée dans le cas d'actifs présentant un risque de non-utilisation avant la fin de leur durée de vie réglementaire. Ainsi, les réductions de la durée d'amortissement de certains actifs, comme le demandent Storengy et Téréga, pourrait dans certains cas, être envisagée. L'UPRIGAZ est favorable à une analyse au cas par cas de la CRE sur la durée d'amortissement de certains ouvrages.

L'UPRIGAZ rappelle toutefois que la réduction de ces durées d'amortissement conduirait à une augmentation du terme tarifaire stockage, et donc du coût d'acheminement supporté par les utilisateurs alors même que ceux-ci supportent des coûts d'approvisionnement et d'acheminement en forte hausse.

**France Gaz**

Oui

France Gaz considère que la réduction de la durée d'amortissement peut être une piste intéressante dans certains cas particuliers.

La mise en oeuvre de cette évolution doit toutefois faire l'objet d'une analyse au cas par cas. En effet, l'étude de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières illustre bien que la très grande majorité des actifs resteront nécessaires à horizon 2050. Une application réservée dans un premier temps aux nouveaux actifs permettrait de tenir compte de cette perspective.

Le sujet doit être regardé de manière différenciée selon le type d'infrastructures, et en particulier pour les infrastructures de stockage ayant des actifs à durée de vie très longue.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T****Non**

SEFE M et T doesn't share the CRE's analysis. Reducing the depreciation period will also lead to an increase of CCN part and so a substantial increase of the tariffs in the short term.

**EDF****Oui**

[Pour les 3 questions précédentes]

EDF soutient les propositions de la CRE de maîtriser la hausse des coûts unitaires sur le long-terme. Bien que l'usage des infrastructures gazières soit voué à baisser, les investissements industriels nécessaires réalisés par les gestionnaires de réseau de gaz doivent être, sur l'ensemble de leur durée de vie, justement rémunérés. Cette rémunération doit être, au premier chef, portée par les utilisateurs du réseau de gaz. Les mécanismes visant à limiter les coûts qui seront ventilés sur les consommateurs futurs (afin de maintenir des coûts unitaires raisonnables) en augmentant les coûts sur les consommateurs actuels permettent de répondre à cet objectif de juste rémunération dans la durée. Cela suppose, néanmoins que ce transfert soit actuariellement neutre. Ce mécanisme de transfert temporel permet par ailleurs, en partie, de piloter par les prix la courbe de décroissance de l'utilisation des infrastructures gazières.

Les modalités de ce transfert ainsi que son ampleur et son rythme sont à déterminer au regard de la trajectoire de décroissance anticipée et des effets de bord induits. On notera notamment que :

- L'adéquation temporelle a priori entre les charges et l'utilisation dépendra des scénarios de baisse de consommation retenus
- Les options venant limiter les durées d'amortissement (voire concentrer les amortissements sur les premières années de vie de l'actif), sans garde-fou spécifique, pourraient favoriser des renouvellements anticipés en limitant l'incitation pour les gestionnaires de réseau à maintenir au maximum leurs actifs en service.
- La désindexation de la BAR à l'inflation a un effet d'autant plus fort que l'inflation est élevée.

**ENGIE****Oui**

ENGIE partage l'analyse de la CRE sur l'utilité de la réduction de la durée d'amortissement mais uniquement pour certains actifs à cibler. Cela a été fait à l'occasion de périodes tarifaires passées et pourrait être étendu à d'autres actifs qui pourraient ne plus être utilisés avant la fin de leur durée de vie réglementaire.

Ainsi, en tout état de cause, cette mesure devra faire l'objet d'étude approfondie et justifiant les actifs ciblés avant d'être mise en œuvre, et son impact sur les charges de l'ATS devra rester limité puisqu'elle ne s'appliquerait qu'au cas par cas.

Comme pour les amortissements dégressifs (question 25), les désoptimisations fiscales qui pourraient en résulter devront être prises en charge dans le tarif.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF partage les conclusions de la CRE lorsqu'elle estime à ce stade que les situations pertinentes d'application de la réduction de la durée d'amortissement ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires (branchements et conduites d'immeubles en particulier), et qu'elle n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gaziers français.

Par ailleurs l'essentiel des commentaires formulés à la question 25 restent valables pour ce point.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP partage les conclusions de la CRE lorsqu'elle estime à ce stade que les situations pertinentes d'application de la réduction de la durée d'amortissement ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires (branchements et conduites d'immeubles en particulier), et qu'elle n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gaziers français.

Par ailleurs l'essentiel des commentaires formulés à la question 25 restent valables pour ce point.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF**

Oui

GRDF partage l'analyse de la CRE qui estime que (i) les situations pertinentes d'application de la réduction de la durée d'amortissement ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires (branchements et conduites d'immeubles en particulier), et (ii) que la solution n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gaziers français.

**GRTgaz**

Sans avis

**Storengy France**

Oui

Storengy considère qu'une telle mesure, appliquée à des actifs bien ciblés à durée de vie longue, permet de limiter le risque de hausse du coût d'acheminement.

Par exemple, sur les sites salins, qui ont vocation à être convertis à l'hydrogène, Storengy France a demandé à réduire la durée d'amortissements du gaz coussin et de l'ensemble des autres équipements identifiés comme non compatibles H2 (actuels et futurs) à l'horizon 2050.

Dès lors qu'une trajectoire de conversion plus précise sera établie, répondant aux besoins du marché et/ou aux politiques de planification des infrastructures, ces amortissements devront être révisés de sorte à aligner la durée d'amortissements à l'horizon de conversion envisagé pour chaque site.

**Autres acteurs****FNME-CGT**

La mesure proposée permettrait en effet de limiter le risque de hausse du coût de transport sur la durée. Comme le souligne la CRE, afin de ne pas décorrélérer la durée d'utilisation effective et la durée d'utilisation des actifs, il semble pertinent d'en réserver pour l'instant l'application au périmètre des actifs qui ne seraient plus utilisés à horizon 2050 ou identifiés comme non convertibles à l'hydrogène.

**FCE CFDT**

Non

Voir Q25

**Particulier**

Non

**Un particulier**

Oui

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

S'il n'y a pas de risque d'obsolescence des actifs de stockage, toute action conduisant à accroître la pression à la hausse des tarifs et non nécessaire est donc à éviter.

Néanmoins, il faudrait naturellement réévaluer la pertinence des perspectives sur le sujet à chaque tarif afin d'anticiper le besoin d'une réduction éventuelle de la durée d'amortissement réglementaire.

**Question 27 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'incitation financière au maintien en service des actifs amortis ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Oui

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ suggère qu'une analyse au cas par cas permette une incitation financière au maintien en activité de certains actifs dès lors que ce maintien évite de nouveaux investissements qui pourraient se traduire à terme par des coûts échoués.

**France Gaz**

Non

France Gaz estime que la proposition d'introduction d'une incitation financière au maintien en service des actifs amortis est une piste intéressante.

Un tel mécanisme reviendrait à rémunérer un opérateur sur la base de l'exploitation d'un actif qui n'est plus dans sa BAR. Il reflète ainsi une certaine réalité économique, dans la mesure où le risque associé à l'exploitation d'un actif n'est pas structurellement différent selon que cet actif soit amorti ou non.

France Gaz considère donc que ce mécanisme, qui est d'ailleurs mise en oeuvre dans d'autres Etats membres, devrait être analysé en détail.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Sans avis

No opinion.

**EDF**

Sans avis

**ENGIE**

Non

Les actifs amortis ne font actuellement pas l'objet d'une rémunération de l'opérateur, seuls les coûts d'exploitation associés sont couverts, sans marge. Or les risques liés à la conduite de ces actifs amortis ne sont pas moins élevés que pour les installations non encore intégralement amorties. C'est d'ailleurs sur la base de ce raisonnement lié au « risque d'exploitation » que l'opérateur de réseaux de Distribution d'Electricité est rémunéré pour l'exploitation des actifs pour lesquels il n'a pas investi.

ENGIE considère donc que la demande de Terega est intéressante et doit être étudiée. Cela serait d'autant plus pertinent si la part des actifs amortis vient à augmenter dans le temps, dans un contexte possible d'évolution à la baisse du programme d'investissement dans le futur, en lien avec la baisse des consommations.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF note que les opérateurs de stockages veulent à la fois des accélérations d'amortissements, des changements de méthodes d'amortissements et d'indexation de la BAR mais aussi des rémunérations d'actifs totalement amortis, voulant à la fois être couverts pour les risques de non-utilisation mais également être rémunérés sans risque pour la surutilisation d'actifs. Ces deux principes sont antithétiques.

TEEGF, comme la CRE, estime que la demande des opérateurs de stockage entraînerait une sur-rémunération illégitime des actifs sans assurer un bénéfice certain pour les clients et n'est pas favorable à la mise en oeuvre de ce principe.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP note que les opérateurs de stockages veulent à la fois des accélérations d'amortissements, des changements de méthodes d'amortissements et d'indexation de la BAR mais aussi des rémunérations d'actifs totalement amortis, voulant à la fois être couverts pour les risques de non-utilisation mais également être rémunérés sans risque pour la surutilisation d'actifs. Ces deux principes sont antithétiques.

TEGP, comme la CRE, estime que la demande des opérateurs de stockage entraînerait une sur-rémunération illégitime des actifs sans assurer un bénéfice certain pour les clients et n'est pas favorable à la mise en œuvre de ce principe.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF**

Non

GRDF ne partage pas l'avis de la CRE et est favorable à l'introduction d'une incitation financière au maintien en service des actifs amortis, aux motifs que les risques d'exploitation des actifs amortis et des actifs non encore totalement amortis sont les mêmes, et que de fait les opérateurs ne renouvellent pas les actifs lorsqu'ils ont atteint leur durée de vie, au contraire, sauf obligations réglementaires ou risques pour la sécurité des personnes et des biens.

**GRTgaz**

Non

Lorsqu'un actif est totalement amorti mais toujours exploité, il ne génère plus de charges de capital tout en étant susceptible de nécessiter des dépenses d'OPEX supplémentaires et en continuant de générer un risque d'exploitation. Il est ainsi parfois considéré que le cadre réglementaire actuel incite les opérateurs à privilégier le remplacement d'un actif amorti par un réinvestissement générant des CCN au détriment de la prolongation de l'exploitation de l'actif, sans garantie de couverture des charges et du risque d'exploitation associés. La mise en place de charges d'exploitation additionnelles pour les actifs totalement amortis peut alors être considérée comme un moyen de traiter ce potentiel biais vers les CAPEX tout en contribuant à limiter le risque de coûts échoués que peuvent soulever les réinvestissements.

C'est dans cette optique que l'Espagne a mis en place en 2019 une rémunération additionnelle en OPEX pour inciter au maintien en exploitation des actifs amortis plutôt qu'à leur remplacement, lorsque cela est possible. Des réflexions sont également en cours dans d'autres pays européens. En Italie par exemple, le régulateur envisage pour 2024 un dispositif similaire d'incitation au maintien en exploitation des actifs amortis, permettant d'apporter une réponse au vieillissement du réseau italien. Il est à noter que les réponses à la consultation publique lancée par l'ARERA sont en général favorables à l'introduction de mécanismes spécifiques pour encourager la prolongation de l'exploitation des actifs amortis.

Un tel dispositif d'incitation constitue également une des recommandations de l'étude sur le futur des infrastructures gazières réalisée par DNV/Trinomics pour l'ACER. Selon cette étude, inciter financièrement à la prolongation de l'exploitation des actifs amortis se justifie d'autant plus dans une situation où la part des actifs

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

amortis toujours exploités est importante et où l'on constate un vieillissement constant et progressif des actifs. Or, il ne fait aucun doute que la part des actifs amortis dans la BAR des opérateurs est appelée à augmenter au

A ce titre, GRTgaz note qu'une adaptation du cadre de régulation afin que les actifs totalement amortis mais toujours exploités continuent à bénéficier d'une rémunération explicite à des fins d'incitation au maintien en exploitation et/ou au titre du risque d'exploitation avait déjà fait l'objet de discussion pour la période tarifaire précédente. Si la faible proportion d'actifs totalement amortis avait pu être soulevée par la CRE comme un argument en défaveur d'un changement du cadre de régulation, la situation a désormais largement évolué.

Pour toutes ces raisons, le sujet de la mise en place d'une incitation financière au maintien en service des actifs amortis ne peut être écarté d'emblée et nécessite une étude approfondie, à l'image de la réflexion menée par l'ARERA en Italie. En particulier, certaines réserves exprimées préalablement par la CRE mériteraient d'être discutées. Il serait par exemple intéressant de pouvoir mettre en balance la majoration des charges d'exploitation envisagées par rapport aux économies de charges de capital qui seraient permises par ce dispositif.

#### **Storengy France**

Non

Storengy a formulé une demande de rémunération des actifs totalement amortis. Cette demande s'inscrit dans l'intérêt du consommateur final puisque l'opérateur serait incité à prolonger la durée de vie en retardant des investissements dont la mise en œuvre pourrait être plus lourde.

Avec le vieillissement du parc, et la mise en place d'amortissements accélérés, une part croissante des actifs de Storengy France sera totalement amortie, il est nécessaire de définir une rémunération suffisante de ces actifs afin d'inciter les opérateurs à les maintenir en service dans des conditions de sûreté, sécurité et fiabilité satisfaisantes.

#### **ELENGY**

Non

Elengy est favorable à un mécanisme de maintien en service des actifs amortis. En effet, un actif vieillissant (voire obsolète) peut présenter des risques de défaillance, et entraîner des impacts commerciaux. Ce risque mérite d'être associé à une incitation spécifique qui actuellement n'est pas prise en compte dans le calcul du CMPC.

#### **Autres acteurs**

##### **FNME-CGT**

La FNME CGT partage l'analyse de la CRE sur ce point. Une telle incitation financière entrainerait en effet une sur-rémunération des actifs pour un bénéfice incertain puisqu'elle ne garantit en rien le renouvellement anticipé des actifs amortis : l'incitation au renouvellement, qui donnerait lieu à une rémunération au CMPC, serait de toute manière plus attractive pour les opérateurs.

##### **FCE CFDT**

Oui

La CFDT est favorable à l'analyse plus fine, installation par installation, afin de ne pas remplacer des installations encore opérationnelles ou à l'inverse de mettre au rebut d'installations non encore complètement amorties.

##### **Particulier**

Oui

##### **Un particulier**

Non

L'approche normative de la CRE nécessite un levier incitatif.

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

En effet, une durée de vie normative peut induire un biais (de façon théorique et sans procès d'intention) dans la politique de modernisation des ouvrages. Inciter au suramortissement peut limiter ce biais et recentrer l'approche sur des enjeux opérationnels et de sécurité industrielle uniquement, ce qui doit être le seul axe directeur d'une politique d'investissement d'un opérateur de réseau.

La question est d'évaluer le rapport coûts/bénéfices à savoir le ratio entre charge tarifaire supplémentaire pour le consommateur et les investissements non nécessaires évités, si applicable et pour peu que la situation soit avérée en pratique (je réitère si besoin l'absence de procès d'intention envers les opérateurs concernés).

**Question 28 : Considérez-vous souhaitable de mettre en œuvre dès maintenant ces évolutions ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Sans avis

La mise en œuvre des évolutions dès maintenant se solderait par une hausse substantielle de l'acheminement à court terme. Pour autant, les évolutions proposées nous semblent nécessaires. Pour limiter cet effet de seuil, la fixation d'un coefficient de dégressivité des amortissements pour limiter la hausse des CCN pourrait être une bonne solution.

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

Voir les réponses aux questions précédentes.

**France Gaz**

Non

France Gaz considère qu'une mise en oeuvre progressive des évolutions envisagées est nécessaire, afin d'en garantir la faisabilité opérationnelle et la lisibilité pour les utilisateurs d'infrastructures. Les évolutions réglementaires mises en place doivent cependant être suffisamment progressives pour limiter les effets de seuil. À cet égard, France Gaz considère que les pistes identifiées par la CRE ne peuvent être mis en oeuvre dès la prochaine période tarifaire. La proposition de désindexation de la BAR pourrait être étudiée pour une application au seul périmètre des nouveaux actifs entrant dans la BAR, De même que la baisse de la durée d'amortissement pourrait être étudiée dans les cas où elle est pertinente sur certains actifs ciblés. En tout état de cause, la proposition de désindexation de la BAR sera très directement liée à sa répercussion sur le niveau de CMPC : il est donc préférable d'avoir de la visibilité sur la répercussion dans le calcul du CMPC avant de pouvoir se positionner sur une bascule complète.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Non

SEFE M et T doesn't consider that it wise to implement these changes now.

**EDF**

Oui

EDF considère qu'il est impératif de mettre en œuvre dès maintenant, tout ou partie, les évolutions proposées. En effet, retarder cette mise en œuvre conduira à des ajustements plus forts à l'avenir.

**ENGIE**



**Non**

ENGIE considère que la mise en œuvre des évolutions mentionnées aux questions précédentes ne doit pas être réalisée de façon brutale et doit au contraire être préparée au cours de la période tarifaire à venir avec les opérateurs et leurs parties prenantes pour une application éventuelle post-ATS3. La stabilité des règles tarifaires est en effet une force de la régulation des infrastructures françaises et doit être préservée.

Par ailleurs, si la CRE souhaitait mettre en place dès cette période tarifaire l'une ou l'autre de ces évolutions (BAR non inflatée, amortissements accélérés, réduction de la durée de vie réglementaire, ...), ENGIE considère que cela ne pourra être fait que de façon très progressive et étalée sur plusieurs périodes tarifaires. Cette progressivité permettra de limiter la hausse des charges à couvrir, significatives avant même ces mesures, du fait de l'inflation et de la baisse des volumes.

Enfin, ENGIE souligne qu'il n'est pas souhaitable que ces évolutions soient toutes mises en œuvre et qu'un choix devra être opéré.

#### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF n'est pas favorable à ce que l'ensemble de ces évolutions soit mis en œuvre dès maintenant. En tout état de cause si une évolution devait intervenir, il convient de considérer un mécanisme de lissage afin d'éviter les effets de marche.

#### **TotalEnergies Gas & Power**

TEGP n'est pas favorable à la mise en œuvre de ces évolutions dès maintenant. Toutefois, un mécanisme de lissage pourrait être considéré afin d'éviter les effets de marche

### **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

#### **GRDF**

**Non**

Comme précisé dans les réponses aux questions précédentes, GRDF n'est pas favorable au passage à une BAR désindexée dès la prochaine période tarifaire, compte tenu des demandes de hausses tarifaires exprimées par les opérateurs.

GRDF réaffirme également son opposition à la mise en œuvre d'amortissements dégressifs.

#### **GRTgaz**

**Non**

GRTgaz n'est pas favorable au passage à un amortissement dégressif compte tenu du risque fiscal et GRTgaz n'est pas favorable à la désindexation de la BAR dès à présent compte tenu du contexte actuellement peu propice à une hausse supplémentaire des tarifs. De façon générale, GRTgaz rappelle son attachement à la stabilité et à la prévisibilité du cadre de régulation, toute rupture de modèle ne pouvant se concevoir sans permettre une anticipation suffisante de la part des acteurs de marché.

#### **Storengy France**

**Non**

Storengy est sensible à ce que la mise en œuvre d'évolutions structurantes soit coordonnée, graduelle et préparée avec l'ensemble des acteurs et des parties prenantes.

Concernant la mise en œuvre des amortissements dégressifs, Storengy estime que d'autres méthodes plus efficaces de maîtrise du coût unitaire existent.

La mise en œuvre de ces mesures ne peut se faire qu'après l'ATS3 et sur des sujets ciblés.

**ELENGY**

Sans avis

Elengy est sensible au caractère stable et prévisible du cadre de régulation. Tout changement significatif de ce cadre de régulation ne peut se s'imaginer sans permettre aux différents acteurs de marché (clients, opérateurs et investisseurs) d'anticiper suffisamment ses conséquences.

Quelles que soient les dispositions décidées in fine, Elengy considère comme pertinent une mise en œuvre progressive permettant un retour d'expérience des premières mesures avant d'envisager leur pérennisation ou la mise en œuvre d'autres dispositions.

D'autre part, Elengy considère que les dispositions décidées pour l'activité transport de gaz naturel ne peuvent être automatiquement élargies à toutes les activités d'infrastructures énergétiques sans prise en compte des spécificités de chacune d'entre-elles.

**Autres acteurs****FNME-CGT**

Comme indiqué dans nos réponses aux questions 24 à 27, la FNME CGT souhaite que ces évolutions s'appliquent de manière progressive, sur un périmètre réduit dans un premier temps et en concertation avec les opérateurs. Cette progressivité permettrait d'éviter une hausse trop importante des charges de capital au prochain tarif dans un contexte de hausse des prix et des besoins et permettrait des adaptations aux tarifs suivants en fonction des politiques de planification des infrastructures.

**FCE CFDT**

Oui

Voir Q27

**Particulier**

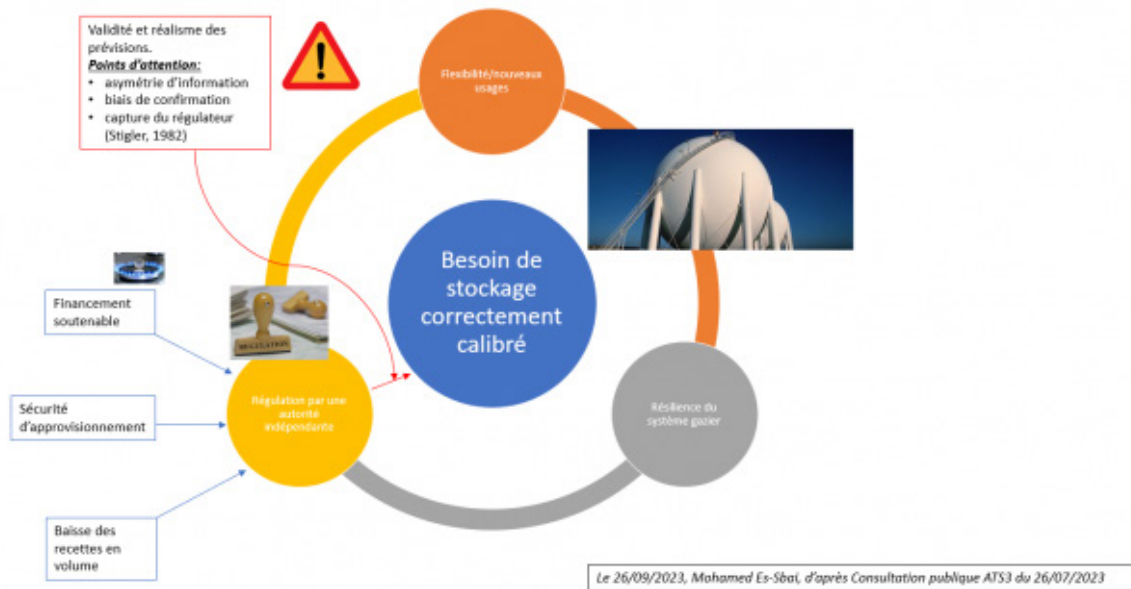
Sans avis

**Un particulier**

Sans avis

Il faut avoir toutes les informations-clé pour se prononcer. Néanmoins, si les informations dont dispose la CRE indique une décroissance massive et inexorable de façon crédible de l'usage gaz, alors mettre en place ces évolutions le plus tôt possible sera d'autant moins pénible pour le consommateur à terme, et évitera les coûts échoués pour l'opérateur et ses actionnaires.

Du reste, l'équation peut plus globalement être illustrée via le schéma ci-après :



**Question 29 : Avez-vous d'autres suggestions concernant la répartition dans le temps des charges de capital, dans l'objectif de répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement de gaz ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Non

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

Non

**France Gaz**

Non

N/A

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

Sans avis

No suggestions.

**EDF**

Oui

Les évolutions envisagées par la CRE pourraient s'avérer insuffisantes d'autant plus que la part fourniture dans la facture pourrait augmenter de manière plus conséquente que la part acheminement en raison de coûts des gaz renouvelables très supérieurs à ceux des gaz fossiles. Un équilibre devra être trouvé entre limiter la hausse des factures des consommateurs et ne pas inciter à la consommation de gaz fossile. Ainsi, il pourrait être envisagé

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

(les propositions ci-dessous ne constituent pas, à date, les solutions privilégiées par EDF mais des pistes de réflexion qui pourraient être étudiées) :

- a. Une aide aux plus précaires à travers le chèque énergie : Cette aide supplémentaire devrait être complétée d'un mécanisme visant à les accompagner à changer d'énergie afin d'éviter une augmentation structurelle de l'aide au fur et à mesure que les autres consommateurs optent pour des solutions autres que le gaz.
- b. Un financement public à travers, par exemple, les charges de service public. Toutefois, la mise en œuvre d'un soutien public ne devra pas inciter les gestionnaires d'infrastructures à faire perdurer des actifs inutilisés ou peu utilisés.

En outre, la gestion de la hausse du coût unitaire fait l'objet de nombreuses propositions. Parmi les pistes parfois évoquées, EDF souhaiterait apporter les commentaires suivants :

(i) Même si cette mesure n'est pas envisagée, EDF n'est pas favorable à l'abaissement du CMPC des opérateurs d'infrastructures gazières. En effet, la plupart des investissements réalisés par ces derniers l'ont été pour répondre à des besoins physiques, respecter des exigences réglementaires ou à la demande de l'autorité concédante et ces investissements ont été approuvés par la CRE pour le réseau de transport. Les opérateurs doivent pouvoir continuer à exercer leur activité industrielle quand bien même elle est en décroissance dans des conditions de rémunération normale des investissements restant nécessaires à la bonne l'exécution de leur mission.

(ii) Certains acteurs ont proposé d'intégrer une partie de l'augmentation des coûts unitaires dans le TURPE. Cette idée doit être écartée sans ménagement. L'électrification des usages est un vecteur majeur pour décarboner l'économie. Il convient donc de ne pas désinciter à l'électrification en alourdissant artificiellement les factures. Par ailleurs, intégrer une partie unitaire dans le TURPE au motif que le maintien des réseaux gaziers serait au profit du secteur électrique est quelque peu erroné. En effet, si le coût unitaire d'acheminement augmente, les opérateurs des CCG en tiendront compte lorsqu'ils calculeront leur coût d'appel sur la base duquel la centrale se trouvera positionnée dans l'ordre de mérite et qu'ils décideront de la programmation ou non du fonctionnement de leur centrale et formuleront leurs offres sur le marché spot (comme dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement). A travers les mécanismes de marché, ce coût sera donc intégré au prix de l'électricité.

**ENGIE**

Non

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Non.

**TotalEnergies Gas & Power**

Non.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRDF**

Sans avis

GRDF n'a pas d'autres suggestions.

**GRTgaz**

Non

GRTgaz n'a pas d'autres suggestions.

**Storengy France**

Non

Storengy n'a pas de remarque

### **Autres acteurs**

#### **FCE CFDT**

Sans avis

La CFDT n'a pas de remarque sur ce point.

#### **Particulier**

Oui

il faut trouver les bonnes règles pour un juste partage entre les opérateurs et les utilisateurs et ne plus les changer pour permettre une comparaison. Les comparaisons se font à iso périmètres. Les stratégies des entreprises se font sur 5 ans. il faut trouver un juste milieu

#### **Un particulier**

Non

Si l'on reste à iso-cadre réglementaire, les variables investiguées semblent épuisées.

## **NIVEAU TARIFAIRE**

### **Question 30 : Partagez-vous les orientations de la CRE concernant les thématiques de R et D à inclure dans les trajectoires de charges des opérateurs de stockage ?**

#### **Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

##### **CLEEE**

Sans avis

#### **Associations professionnelles**

##### **UPRIGAZ**

Oui

##### **France Gaz**

Non

France Gaz souligne que la R et D des opérateurs d'infrastructures a vocation à assurer la pérennité de leurs activités en développant les innovations technologiques pertinentes au regard de l'évolution du contexte technico-économique et réglementaire du secteur gazier. Il est donc nécessaire qu'ils puissent travailler sur tous les sujets nécessaires pour se projeter dans la suite, y compris les nouvelles filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone.

Le budget R et D alloué aux opérateurs doit donc refléter l'importance des transformations à l'oeuvre et leur permettre de mener les travaux nécessaires. En particulier, France Gaz considère que l'enveloppe budgétaire allouée aux travaux de R et D ne saurait être en baisse par rapport à la période tarifaire précédente.

Certains membres de France Gaz ne partagent toutefois pas cette vision et se rangent à l'analyse de la CRE.

#### **Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

##### **SEFE M et T**

**Sans avis**

No opinion.

**EDF****Oui**

Les dépenses de R et D couvertes par l'ATS3 doivent se limiter au strict domaine régulé. EDF partage la proposition de la CRE de ne pas inclure des dépenses de R et D de projets liés à l'hydrogène et au CCUS.

**ENGIE****Non**

Contrairement aux orientations de la CRE, ENGIE est favorable à l'inclusion dans les charges des opérateurs de stockage de toutes les thématiques R et D que ces derniers ont proposées. On observe en effet aujourd'hui que tous les opérateurs de stockage en Europe (qu'ils soient ou non en régime régulé) investissent dans la recherche et l'innovation pour la sécurité industrielle, l'optimisation de leurs installations, mais aussi l'injection de nouveaux gaz et les futures opérations en pur hydrogène. Pour l'attractivité future des stockages nationaux (dans un système méthane ou hydrogène), il paraît important que l'enveloppe de R et D des gestionnaires français soit suffisamment large et bien dimensionnée pour que ceux-ci ne soient pas pénalisés et ne prennent pas de retard par rapport à leurs pairs européens.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF note que certains opérateurs envisagent des dépenses de R&D pour le développement des stockages quand dans le même temps ils demandent des mesures en anticipation du déclin du marché. Cela semble contradictoire. Par ailleurs, comme le relève la CRE, certaines dépenses proposées par les opérateurs ne relèvent pas du champ de la régulation.

Il convient donc d'être vigilant sur ces points et, dans une logique de décroissance du marché comme le martèlent les opérateurs, que les dépenses soient le plus limitées possible.

**TotalEnergies Gas & Power**

TEGP note que certains opérateurs envisagent des dépenses de R&D pour le développement des stockages quand dans le même temps ils demandent des mesures en anticipation du déclin du marché. Cela semble contradictoire. Par ailleurs, comme le relève la CRE, certaines dépenses proposées par les opérateurs ne relèvent pas du champ de la régulation.

Il convient donc d'être vigilant sur ces points et, dans une logique de décroissance du marché comme le martèlent les opérateurs, que les dépenses soient le plus limitées possible.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF****Non**

GRDF n'émet pas d'avis sur les montants demandés en termes de R et D par les opérateurs ni sur les arbitrages proposés par le cabinet d'audit et la CRE.

Néanmoins, GRDF tient à rappeler le rôle que les réseaux gaziers sont amenés à jouer dans la transition énergétique, et par conséquent la nécessité de poursuivre les actions de R et D visant à accélérer le développement des gaz renouvelables et bas carbone, l'amélioration des process actuels et les conditions d'accueil de ces gaz dans les réseaux. Ces actions sont légitimes et indispensables à l'atteinte des objectifs ambitieux que les pouvoirs publics fixent aux filières méthanisation et gaz bas carbone à l'horizon 2030. Dans un tel contexte, les opérateurs gaziers sont légitimes à entreprendre toute R et D qui vise à assurer la pérennité à long-terme de leurs activités, y compris le développement de la production de gaz renouvelable et bas carbone.

**GRTgaz**

Sans avis

**Storengy France**

Oui

Storengy souligne que les actions de R et D ont vocation à pérenniser les actifs industriels et d'identifier les conditions et les usages dans un avenir plus ou moins proche. Aussi les actions de R et D conduites par Storengy sont opérationnelles et sont dans l'intérêt du consommateur dans la mesure où elles participent à minimiser les coûts échoués.

**ELENGY**

Non

Elengy s'interroge sur le rejet de la prise en compte des trajectoires demandées par les opérateurs concernant les dépenses en R et D et I sur les thématiques hydrogène et capture et stockage de CO2, alors que la CRE indique en préambule sa volonté d'accompagner l'essor de ces filières.

**Autres acteurs****FNME-CGT**

La FNME CGT ne les partage pas. Les orientations prises ne le sont que sous le prisme des « missions » d'un stockeur. Au regard des défis à relever pour la filière gaz dans la transition énergétique et dans le souci de l'intérêt général, les orientations de la CRE paraissent trop restrictives.

Les opérateurs d'infrastructures peuvent jouer un rôle clé dans le développement de technologies émergentes de production de gaz renouvelables et décarbonés comme la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et la pyrolyse de méthane. Les stockages joueront toujours un rôle important dans l'approvisionnement gaz pour des hivers et l'équilibrage production-consommation. Pour limiter le ciseau tarifaire, il faudrait leur donner les moyens de participer à l'émergence de ces filières qui pourraient prendre un jour le relais du gaz naturel et pérenniser des actifs et minimiser les coûts échoués au bénéfice des utilisateurs.

**FCE CFDT**

Non

La CFDT ne partage pas les orientations de la CRE.

Nous pensons que l'évolution du marché de l'énergie (transition vers les gaz verts) nécessite une augmentation des efforts de Recherche et Développement pour les opérateurs de stockage.

Une priorité est de bien maîtriser l'accueil de nouveaux gaz (biométhane, gaz naturel avec une concentration de H2), ce qui peut avoir des impacts systémiques sur les stockages.

Les actions de R et D sont aussi un vecteur pour améliorer l'efficacité des opérateurs, là où la CRE évoque globalement des objectifs de maîtrise des coûts.

Par ailleurs, la CRE mentionne ne pas vouloir couvrir les coûts relatifs à la transformation d'actifs en H2 : elle mentionne aussi la tendance à la baisse de consommation de gaz. A notre sens, la CRE devrait pouvoir prendre en compte une partie (par exemple amont et préparatoires) de ces activités, dans un cadre qui serait bien défini, et accompagner les stockeurs sur cette voie. En effet, ce sujet est commun aux 3 opérateurs Français.

Soutenir un programme de R et D ambitieux est nécessaire pour contribuer à la pérennité de la filière gaz (qui mène déjà des efforts de transformation), des entreprises et des emplois.

**Particulier**

Sans avis

**Un particulier**

Sans avis

**Question 31 : Avez-vous des remarques concernant le niveau de charges à couvrir demandé par les opérateurs ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Nous sommes **très préoccupés** par les niveaux de rémunération demandés par les opérateurs. La demande de hausse de STORENGY opérateur principal (hausse de 44% de son revenu autorisé demandée avec pas moins de 24% de hausse pour 2024) nous semble démesurée.

Cette hausse pour l'opérateur se base sur une hausse des charges nettes d'exploitation dont une hausse remarquable des charges de personnel (+34%) et d'énergie (+48%) qui nous semblent hors de propos. L'audit externe commandé par la CRE suggère par ailleurs de ne pas sortir de la trajectoire initiale. Il semblerait souhaitable de ne pas s'éloigner en terme de montants des revenus autorisés de 2022 qui mécaniquement portés par une base de consommateurs en baisse renchériront le coût unitaire de l'acheminement même sans hausse des revenus autorisés.

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ ne dispose pas des moyens lui permettant de formuler des remarques pertinentes concernant le niveau de charges à couvrir par les opérateurs. La CRE dispose d'une expertise reconnue en la matière, et l'UPRIGAZ s'en remet à son jugement.

**France Gaz**

France Gaz ne se positionne pas sur le niveau des charges à couvrir demandé par les opérateurs. Pour autant il apparaît nécessaire de bien distinguer dans l'analyse les charges pérennes et les charges correspondant à des éléments conjoncturels. Ainsi, le niveau de certains postes de charges, liées par exemple aux coûts de congestion ou aux achats énergie, est très lié au contexte particulier du marché de l'énergie et n'a pas vocation à se maintenir structurellement.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

**SEFE M et T**

No opinion.

**EDF**

En raison de la baisse anticipée de la consommation de gaz, il est nécessaire d'être vigilant sur toute dépense qui susceptible de perdurer sur le long-terme, en particulier les investissements.

**ENGIE**



Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

ENGIE rappelle la nécessité de donner aux opérateurs d'infrastructures de stockage les moyens de répondre à leurs obligations réglementaires (i) en termes de sécurité industrielle (ii) ainsi que d'un point de vue « market design gaz » pour assurer aux clients un accès à des produits de stockages performants.

ENGIE appelle également l'attention du Régulateur sur le risque qu'il y aurait à définir des enveloppes de moyens insuffisantes pour répondre aux orientations stratégiques actuelles de la politique énergétique (développements des gaz verts, sécurité d'approvisionnement) qui supposent de donner aux opérateurs la possibilité de développer leurs projets d'adaptation (par exemple face aux risques cyber, ou dans leurs thématiques de Recherche et Innovation).

#### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF est très alarmé par les niveaux de dépenses envisagés par les opérateurs. Comme indiqué au point précédent, TEEGF s'étonne de la contradiction entre l'anticipation du déclin du marché et des niveaux élevés des dépenses proposées et leur forte croissance par rapport au niveau des années antérieures. En particulier les hausses d'effectifs semblent tout à fait inopportunes lorsque l'on envisage de gérer le déclin d'une activité. TEEGF s'attendrait davantage à voir des plans d'économies proposés par les opérateurs.

De manière analogue, TEEGF s'étonne des dépenses liées au développement de capacités ou aux rénovations.

Tenant compte des remarques ci-dessus et en se référant aux analyses du cabinet H3P-ORCOM et de la CRE, les bornes basses mentionnées par la CRE semblent raisonnables.

#### **TotalEnergies Gas & Power**

TEGP est très alarmé par les niveaux de dépenses envisagés par les opérateurs. Comme indiqué au point précédent, TEGP s'étonne de la contradiction entre l'anticipation du déclin du marché et des niveaux élevés des dépenses proposées et leur forte croissance par rapport au niveau des années antérieures. En particulier les hausses d'effectifs semblent tout à fait inopportunes lorsque l'on envisage de gérer le déclin d'une activité. TEGP s'attendrait davantage à voir des plans d'économies proposés par les opérateurs.

De manière analogue, TEGP s'étonne des dépenses liées au développement de capacités ou aux rénovations.

Tenant compte des remarques ci-dessus et en se référant aux analyses du cabinet H3P-ORCOM et de la CRE, les bornes basses mentionnées par la CRE semblent raisonnables.

### **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

#### **GRDF**

GRDF n'émet pas d'avis sur le niveau des CNE demandées par les opérateurs ni sur les arbitrages proposés par le cabinet d'audit et la CRE.

#### **Storengy France**

Le niveau des charges à couvrir reflète les enjeux de la période tarifaire à venir dans un contexte de tension. Cela se traduit par des besoins complémentaires en matière de performance des stockages, de sûreté des installations et de transition énergétique.

L'enjeu est d'être en mesure de répondre aux sollicitations à la fois en volume et en pointe pour assurer la sécurité d'approvisionnement conformément aux obligations réglementaires (PPE, filet de sécurité). La sûreté des installations doit aussi être garantie au travers d'un renforcement de la conformité aux dernières réglementations en matière de Sûreté. De même, l'impact de la transition énergétique se traduit par la mise en place ou le renforcement de dispositifs déjà en place tels que les engagements dans l'OGMP et l'accompagnement de la filière dans le cadre de l'intégration des nouveaux gaz.

Dans la mesure où le niveau de couverture des charges serait insuffisant Storengy ne serait pas en mesure d'assurer dans de bonnes conditions les enjeux précités. A ce stade, le niveau de la trajectoire proposée par l'auditeur est en dessous de la trajectoire nécessaire à l'opérabilité des stockages dans des conditions équivalentes à celle de l'ATS2.

**Autres acteurs****FNME-CGT**

Le niveau des charges demandé par les opérateurs de stockage est le reflet d'un contexte de fortes tensions. Il intègre les effets d'une inflation élevée sur la BAR et diffusion progressive dans la base de coûts, une hausse des coûts d'énergie liée à la dynamique des prix, le renforcement des investissements liés au remplissage total des capacités, la prise en compte des menaces liées au contexte géopolitique, l'intégration des nouvelles contraintes réglementaires et un effort en vue du développement des nouveaux gaz et de leur incorporation dans les réseaux et stockages.

**FCE CFDT**

La CFDT soutient la majorité des demandes des charges à couvrir par les opérateurs et souhaite insister sur plusieurs points :

- *Les charges de personnel*, notamment à STORENGY : il est surprenant de lire en page 42 : « Des charges de personnel inférieures à la trajectoire prévisionnelle ». D'une part, les charges de personnel auraient mieux dû évoluer afin d'accompagner les salariés en place par rapport à l'inflation. D'autre part, le contexte des opérateurs pour la période à venir est différent, et renforce les problématiques des dernières années, comme abordé ci-suit :
- Des recrutements importants seront nécessaires pour faire face aux nouvelles réglementations, mais aussi au pourvoi des postes vacants actuels qui pèsent sur les salariés et donc sur la performance des installations. Les difficultés actuelles de recrutement (tensions sur le marché de l'emploi sur les métiers d'exploitation/maintenance) doivent être compensées par une attractivité importante de nos entreprises. Pour cela, une bonne adéquation rémunération/charge de travail est nécessaire.
- Les budgets de R et D, utilisés de façon efficace et coordonnée, sont essentiels pour anticiper/préparer les évolutions court et moyen-terme (arrivée H2, compatibilité des stockages avec les nouveaux gaz, émissions de gaz à effet de serre, ...) auxquelles les opérateurs devront répondre, en maintenant l'intégrité et la pérennité technique de leurs stockages,
- Les activités de maintenance préventive et corrective, notamment du *parc de puits* des opérateurs doivent être particulièrement bien prises en compte et donc mieux valorisées par la CRE. En effet, cet aspect est l'élément de réponse clé et incontournable pour répondre aux besoins de soutirage à la pointe (que la CRE le mentionne comme renforcés page 2 « ... dont le dimensionnement sera de plus en plus orienté par le besoin à la pointe »).

**Particulier**

Le tarif doit couvrir les charges et laisser la main aux opérateurs pour s'organiser comme ils le veulent

**Un particulier**

Les échanges étant pour partie encore en cours entre l'auditeur, la CRE et les opérateurs et en l'absence d'une analyse très fine qui suppose par ailleurs qu'un ensemble d'informations potentiellement confidentielles soient partagés, il n'est pas possible de se prononcer de façon catégorique.

Néanmoins, les trajectoires de CNE interpellent par le décalage significatif avec le réalisé ATS3. Du reste, dans le cadre du ciseau-tarifaire en présence, cela ne va pas nécessairement dans le bon sens, même si cela reste un critère parmi d'autres.

**Question 32 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATS3 pour Storengy, Teréga et Géométhane ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

**Défavorable**

Nous pensons que la hausse du revenu autorisé envisagée pour les deux principaux opérateurs de stockage (+24% pour STORENGY et +17% pour TEREKA pour la seule année 2024) est trop forte pour être absorbée en une année par les consommateurs

- Voici nos points de divergence :  
Sur la fourchette du CMPC : Nous ne sommes pas en phase avec l'intégration dans le CMPC de taux de court terme pour les investissements récents. En effet, les opérateurs ne voulaient pas tout le temps qu'il leur était plus défavorable que le taux court terme soit substitué au taux long terme alors qu'il aurait pourtant permis de baisser la contribution des consommateurs. Pour nous le CMPC moyen ne devrait PAS dépasser la fourchette des taux long terme (nous préconisons pas plus de 3% pour le CMPC moyen) eu égard à l'historique.
- Pour ce qui concerne la prime de risque spécifique de 50pdb le CLEEE s'était déjà exprimé contre cette évaluation comparativement au CMPC de l'ATRT. En effet, cet écart ne se justifie pas selon nous sur l'activité stockage comparativement à l'activité Transport.

**Associations professionnelles****UPRIGAZ**

Oui

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

Cf réponse question 36 – France Gaz ne se positionne pas sur le niveau des charges à couvrir, étant entendu toutefois que celui-ci doit permettre aux opérateurs de travailler en assurant la sécurité des biens et des personnes ce qui constitue la priorité absolue. .

S'agissant de la trajectoire sur la période tarifaire, il pourrait être pertinent d'ajuster la trajectoire d'apurement du CRCP pour accélérer sa résorption en début de période (trajectoire dégressive) et répondre ainsi à l'enjeu identifié à la question 9.

De manière générale, le contexte particulier de l'année 2023, marquée notamment par une inflation importante, doit être pris en compte : l'année 2022 n'est pas une référence pertinente pour l'analyse de la prochaine période tarifaire.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SEFE M et T**

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

**EDF**

Ni favorable, ni défavorable

EDF considère que le revenu illustratif donné ne constitue pas une orientation et ne comprend pas la différence entre cette question et la précédente.

**ENGIE**

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE soutient a priori les demandes des opérateurs et souhaite attirer l'attention du Régulateur sur le besoin de définir des trajectoires de charges prévisionnelles sur une base qui ne soit pas uniquement fondée sur des comparaisons comptables, mais qui tiennent compte des besoins métiers spécifiques aux différents opérateurs.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Globalement TEEGF est contre l'inclusion dans les charges d'éléments :

- pouvant découler du futur règlement européen concernant les émissions de méthane, son objet et sa portée n'étant pas connus,
- de croissance, augmentation de capacité ou rénovation sauf lorsque des analyses coût-bénéfice, avec prise en compte de scénarii d'amortissements accélérés, permettent de montrer un gain pour les consommateurs,
- sans objet clair (ex : sûreté-sécurité, coûts échoués).

Dans un contexte de futur incertain du marché gazier, TEEGF attend des opérateurs de stockages des plans de baisse des dépenses et déclin ou maintien du cout unitaire des capacités de stockage afin de préserver la compétitivité du gaz.

Les perspectives présentées au point 4.7.2.4 de hausse du revenu autorisé de +6.2% en 2024 et de hausse continue sur la période 2024-2027 est relativement alarmante. Une hausse telle impactera les consommateurs et donc la compétitivité du gaz en France.

Si la CRE devait valider une hausse du revenu autorisé, il conviendrait a minima de lisser la hausse et d'éviter toute marche trop haute.

**TotalEnergies Gas & Power**

Globalement TEGP est contre l'inclusion dans les charges d'éléments :

- pouvant découler du futur règlement européen concernant les émissions de méthane, son objet et sa portée n'étant pas connus,
- de croissance, augmentation de capacité ou rénovation sauf lorsque des analyses coût-bénéfice, avec prise en compte de scénarii d'amortissements accélérés, permettent de montrer un gain pour les consommateurs,
- sans objet clair (ex : sûreté-sécurité, coûts échoués).

Dans un contexte de futur incertain du marché gazier, TEGP attend des opérateurs de stockages des plans de baisse des dépenses et déclin ou maintien du cout unitaire des capacités de stockage afin de préserver la compétitivité du gaz.

Les perspectives présentées au point 4.7.2.4 de hausse du revenu autorisé de +6.2% en 2024 et de hausse continue sur la période 2024-2027 est relativement alarmante. Une hausse telle impactera les consommateurs et donc la compétitivité du gaz en France.

Si la CRE devait valider une hausse du revenu autorisé, il conviendrait à minima de lisser la hausse et d'éviter toute marche trop haute.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRDF****Défavorable**

## Défavorable

GRDF constate que l'auditeur a refusé de manière générale de prendre en compte un certain nombre d'effets de hausse de coûts connus à date et subis par les opérateurs. C'est le cas en particulier sur les évolutions de masse salariale où il se permet de corriger les hypothèses de Salaire National de Base et d'indexation futures sans se préoccuper de la réalité des mécanismes de négociations salariales pour les entreprises des IEG, ainsi que sur les hausses de certains contrats d'achats qui ne sont pas indexés sur l'inflation générale et pour lesquels les effets prix n'ont pas été constatés sur l'exercice 2022, exercice de référence retenu par l'auditeur, mais sont différés sur 2023 (ex : achats de matériels impactant les coûts de maintenance ou de certains projets).

Concernant l'Avantage en Nature Energie, l'auditeur introduit des gains d'efficacité d'énergie sur lesquelles les opérateurs n'ont pas la main (n'ayant pas accès aux consommations personnelles de leurs collaborateurs et anciens collaborateurs s'agissant des retraités). Cela n'est pas acceptable dans la mesure où en parallèle la CRE refuse de couvrir les écarts induits au CRCP, contredisant ainsi le principe essentiel de couvrir les charges incertaines et non maîtrisables par les opérateurs, de surcroit dans un contexte de forte volatilité des prix des

énergies.

Enfin, sur la présentation finale de la trajectoire des CNE, il est problématique que la CRE choisisse d'afficher comme référence le niveau des CNE 2022 inflaté pour tous les opérateurs, sans retraitement de certains postes majeurs décorrélés de l'inflation (ex : conversion H/B, achats d'énergie). En sachant de plus que pour la plupart des opérateurs, l'année 2023 inclut des recalages majeurs de coûts (contrats externes, rémunérations etc...), déjà constatés en grande partie en comptabilité. Ce choix d'affichage fausse l'interprétation des résultats par les parties prenantes externes qui n'ont pas la connaissance de tous ces paramètres et risque de biaiser les réponses obtenues par la CRE sur cette question et donc de pénaliser les opérateurs sur la période tarifaire à venir.

Concernant les charges de capital normatives, au-delà du débat méthodologique (cf. question 4), GRDF constate avec satisfaction que la CRE n'a pas suivi le rapport de l'auditeur en retenant notamment :

- un niveau de bêta de l'actif plus élevé, qui doit traduire l'accroissement des risques spécifiques du secteur gazier français,
- des maturités plus longues pour la détermination du taux sans risque, en cohérence avec la durée de vie économique des actifs, à l'instar de la maturité retenue par la CRE pour l'estimation du taux sans risque des opérateurs régulés d'électricité pour le TURPE6,

ce qui conduit la CRE à publier dans la consultation publique des fourchettes réhaussées.

En revanche, GRDF considère que les éléments présentés dans la consultation publique demeurent insuffisants pour se forger une opinion sur la pertinence des jeux de paramètres choisis pour déterminer les fourchettes de taux affichées, voire semblent incohérents. Ainsi, s'agissant de la prime de risque de marché, il semblerait que cette dernière baisse, ce qui serait en contradiction non seulement avec les récentes observations des marchés, mais également avec le fait que le taux sans risque retenu baisse également, alors même que dans ses précédentes décisions la CRE les a faits évoluer à l'inverse l'un de l'autre (baisse du taux sans risque / hausse de la prime de risque de marché), ce qui rejoint le principe du TMR constant en réel proposé par les opérateurs.

### **GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

### **Storengy France**

Défavorable

Storengy n'est pas favorable à une approche consistant à une projection des charges 2022 augmentées de l'inflation. Cette approche nie la réalité des crises successives depuis 2020 et leurs conséquences économiques et industrielles. Aussi Storengy considère que pour répondre aux enjeux rappelés par la CRE dans la consultation publique (page 44 partie 4.2.1) un niveau de CNE adapté doit être retenu permettant de répondre à chacun de ces nouveaux enjeux.

Storengy considère que le niveau de CNE doit permettre de renforcer i) la sécurité d'approvisionnement, avec des produits fiables et plus performants afin de répondre aux besoins des clients, ii) la sûreté/sécurité des biens et des personnes dans un contexte de menaces accrues, et iii) de répondre aux enjeux de la transition énergétique.

Certaines analyses sont encore en cours avec les Services de la CRE puisque les problématiques métier et industrielles n'ont pas été instruites par l'auditeur. Par ailleurs, des erreurs ont été détectés dans le modèle finale qui ne permet pas de considérer la trajectoire de l'auditeur comme un point bas.

De la même manière, un niveau de prime du CMPC identique n'intégrait pas les risques supportés par les stockeurs en particulier réglementaires et législatifs introduit à la suite de la crise énergétique. Storengy maintient sa demande d'une prime stockage à hauteur de 100 points de base.

### **Autres acteurs**

#### **FNME-CGT**

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

L'écart entre les trajectoires « haute » et « basse » considérées par la CRE est bien trop important pour que la FNME CGT puisse se prononcer. Elle regrette justement que les orientations sur lesquelles elle est censée se prononcer n'apparaissent pas clairement dans le document de consultation.

S'agissant des ajustements opérés par l'auditeur, leur ampleur et le retrait de la trajectoire des CNE retenue par rapport à l'estimé 2023 questionnent sur son degré de compréhension du secteur et des enjeux métier et industriels des stockeurs.

L'auditeur ne semble notamment pas avoir pris en compte les efforts de productivité déjà engagés. Aller encore plus loin serait totalement déraisonnable et s'éloignerait de la réalité de l'activité des salariés et contraire à la bonne marche de l'outil industriel et de la sécurité industrielle. L'effectif statutaire à Storengy est par exemple en manque de 50 ETP sur les organigrammes en 2022, et ce dans un contexte d'évolution des activités, des réglementations qui ont nécessité des ressources humaines. Le corps social est aujourd'hui en souffrance et les marges de manoeuvre nulles dans la majorité des équipes (congés refusés, formations annulées, cycle d'astreintes à 3 au lieu de 4 ou 5 agents...). La trajectoire des effectifs préconisée par l'auditeur, qui serait en retrait par rapport à leur niveau à date, n'est pas entendable par les agents.

Pour ce qui concerne la méthode, l'utilisation de série historique ou la projection d'un réalisé 2022 revu de l'inflation semble ignorer les crises qu'a connu le secteur de l'énergie depuis 2022 et leurs conséquences économique et industrielle au profit d'une approche comptable des coûts.

Le niveau des CNE retenu devra répondre à chacun des enjeux identifiés par le régulateur dans la note technique et égrenés tout au long de nos précédentes réponses. Nous insistons en particulier sur le besoin de personnel en nombre et en compétences suffisantes pour assurer les missions d'exploitation de l'outil industriel en toute sécurité.

**FCE CFDT**

Ni favorable, ni défavorable

Voir Q31

**Particulier**

Défavorable

**Un particulier**

Ni favorable, ni défavorable

**AUTRES**

**Question 33 : Avez-vous d'autres remarques ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**

**CLEEE**

Non

**Associations professionnelles**

**UPRIGAZ**

Non

**France Gaz**

Non

N/A

### **Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**

#### **SEFE M et T**

Sans avis

No other comments.

#### **EDF**

Non

EDF n'a pas de remarques supplémentaires.

#### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Non

#### **TotalEnergies Gas & Power**

Non

### **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

#### **GRDF**

Sans avis

GRDF n'a pas d'autre remarque.

#### **GRTgaz**

Non

#### **Storengy France**

Non

Storengy n'a pas d'autres remarques.

### **Autres acteurs**

#### **FNME-CGT**

La FNME CGT constate que la CRE prend en compte la logique d'actionnaires qui ont de fortes attentes de rentabilité et une vision très financière de la gestion de leurs infrastructures. Elle devrait intégrer à ces orientations tarifaires l'évolution des besoins humains, sociaux, sécuritaires et industriels dans un contexte de plus en plus exigeant. Le document de consultation laisse penser que ces considérations passent parfois au second plan.

#### **FCE CFDT**

Non

La CFDT n'a pas de remarque supplémentaire.

#### **Particulier**

Sans avis

#### **Un particulier**

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

Oui

Je rappelle à toutes fins utiles que l'ensemble des réponses s'inscrivent dans une démarche constructive. Il ne s'agit en aucun cas de faire le cas échéant de procès d'intention à telle ou telle partie prenante.

## **CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE**

### **Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux [1]**

**CLEEE**

### **Associations professionnelles [2]**

**UPRIGAZ**

**France Gaz**

### **Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [5]**

**SEFE M et T**

**EDF**

**ENGIE**

**TotalEnergies Gas and Power**

**TotalEnergies Electricité et gaz de France**

### **Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [6]**

**GRDF**

**GRTgaz**

**Teréga**

**Storengy France**

**GEOMETHANE**

**ELENGY**

### **Autres acteurs [10]**

**Université de Pau et des pays de l'Adour**

**CFE-CGC Energie**

**FCE CFDT**

**FO Storengy**

**Particulier**

**FNME-CGT**

**Un particulier**

**SEMOP PORTLANNOUVELLE**

**Oxera Consulting LLP**

**CSE et OS Teréga**